

Gestão de Energia Renovável para Sistemas Insulares

Projeto para Ilha de Santiago – Cabo Verde



Yannick Levy Monteiro

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
Electrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia

Orientador: Professora Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira
Co-orientador: Professor Doutor Roque Filipe Mesquita Brandão

Agradecimentos

Este trabalho só foi conseguido com a ajuda preciosa de entidades e de um conjunto de pessoas amigas. Por isso deixo aqui expresso a minha gratidão.

Agradeço especialmente:

À minha orientadora, Professora Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira e ao meu orientador, Professor Doutor Roque Filipe Mesquita Brandão pelas suas valiosas indicações, sugestões, críticas e correcções que contribuíram grandemente para o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Ao meu avô Abraão Levy por todo o suporte que me deu ao longo desses anos de estudos sem o qual não seria possível a conclusão deste trabalho. Obrigado pelas correcções, críticas e sugestões introduzidas no documento original.

Aos meus pais que sempre me incentivaram e apoiaram.

À Senhora Engenheira Eva Ortet por toda a amizade demonstrada e pela disponibilidade em facultar-me informações classificadas, sem as quais o trabalho não teria a qualidade desejada.

Ao Senhor Doutor António Neves pelas preciosas orientações, críticas e correcções que contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Ao Senhor Emanuel Veiga com todo o respeito e consideração pelo suporte e ajuda concedida.

A todas as entidades públicas e privadas cabo-verdianas pelo apoio técnico concedido

INDÍCE

Índice.....	V
ABSTRACT.....	XVII
1 Introdução.....	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos do trabalho	2
1.3 Organização do trabalho.....	2
2 Arquipélago de Cabo Verde.....	5
2.1 Dados demográficos	5
2.2 Quadro macro económico e estratégias de desenvolvimento.	8
2.2.1 A política geral do Estado	10
2.2.2 Integração hidrocarbonantes/ eletricidade/ água – uma especificidade de cabo verde.....	10
3 Diagnóstico do setor de eletricidade.....	11
3.1 Quadro jurídico-institucional e funcionamento das instituições (eletricidade).	11
3.2 Caracterização do sistema elétrico.....	13
3.2.1 Produção.....	13
3.2.1.1 Centrais térmicas convencionais de Cabo Verde	13
3.2.1.1.1 Sistema elétrico de potência da Ilha de Santiago	18
3.2.1.1.2 Micro-centrais elétricas.....	21
3.2.1.1.3 Parques eólicos.....	22
3.2.1.1.4 Parques solares	24
3.2.2 Custos e tarifas	25
3.3 Estudo da evolução da procura.....	28
3.3.1 Situação actual.....	28
3.3.2 Evolução da procura por ilha	29
3.3.3 Evolução do consumo por setor	34
3.3.4 Evolução do consumo agregado em Cabo Verde	36
3.3.5 Comparação com outros países	37
3.3.6 Análise sintética da evolução do consumo de energia.....	38
3.4 Objetivos, estratégias e metas para o setor elétrico.	40
4 Potencial de energia renovável.....	43
4.1 Eólico.....	43
4.2 Solar	47
4.3 Hidroelétrica	49
4.4 Resíduos sólidos.....	49

4.5	Energia geotérmica	51
4.6	Recurso marítimo.....	51
4.7	Síntese de potência explorada e potencial a explorar	52
5	Projetos Identificados.....	53
5.1	Eólicos	53
5.1.1	Metodologia	53
5.1.2	Projetos eólicos selecionados.....	56
5.2	Fotovoltaico	57
5.2.1	Metodologia	57
5.2.2	Apresentação de resultados obtidos	58
6	Avaliação técnico-económica dos projetos.....	59
6.1	Resumo dos projetos identificados.....	59
6.2	Metodologia e pressupostos.....	60
6.2.1	Enquadramento.....	60
6.2.2	Pressupostos gerais	60
6.2.2	Eólico	61
6.2.3	Solar fotovoltaico.....	63
6.3	Análise de rentabilidade económico-financeira	64
6.3.1	Análise de rentabilidade económico-financeira aproveitamento de energia solar fotovoltaico.....	64
6.3.1.1	Cenário 1- fator de utilização 19%- excessivamente prudente	64
6.3.1.2	Cenário 2- fator de utilização 29%	70
6.3.1.3	Análise conclusiva	74
6.3.2	Análise de rentabilidade económico-financeira aproveitamento de energia eólica.....	75
6.3.2.1	Cenário 1- fator de utilização 31% corresponde ao fator de utilização num cenário prudente.....	75
6.3.2.2	Cenário 2- fator de utilização 36%	78
6.3.2.3	Análise conclusiva	81
6.4	Conclusão.....	81
7	Conclusão.....	83
7.1	Análise conclusiva	83
7.2	Perspetivas futuras	85
	Bibliografia.....	88
	Anexos.....	91

Índice de Figuras

Figura 2.1 ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE	5
Figura 2.2 ILHA DE SANTIAGO	7
Figura 2.3 Taxa de crescimento do PIB de Cabo Verde	9
Figura 2.4 Repartição, por setores do PIB	9
Figura 3. 1 Localização das centrais produtoras de energia elétrica	17
Figura 3.2 Potência instalada e energia gerada através de centrais elétricas a fuelóleo	17
Figura 3.3 Arquitetura elétrica do sistema elétrico de Cabo Verde	18
Figura 3. 4 Esquemática do sistema elétrico	19
Figura 3.5 Representação esquemática do SEP de Praia	20
Figura 3.6 Representação esquemática do diagrama unifilar de média tensão do sep da Praia.	20
Figura 3. 7 Localização e implementação da central solar fotovoltaica de Santiago	24
Figura 3. 8 Localização e implantação	25
Figura 3. 9 Evolução da tarifa de eletricidade ente 1993 e 2020	25
Figura 3.10 Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em vários países africanos	26
Figura 3.11 Investimentos realizados no equipamento do Parque Electroprodutor	28
Figura 3.12 Evolução histórica do consumo das ilhas por setor.....	28
Figura 3.13 Repartição da procura de energia elétrica por setor e por ilha.....	29
Figura 3.14 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Praia Santiago).....	30
Figura 3.15 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Interior Santiago).....	30
Figura 3.16 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Vicente).....	31
Figura 3.17 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Sal).	31
Figura 3.18 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Santo Antão).	31
Figura 3.19 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Fogo).....	32
Figura 3.20 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Nicolau).	32
Figura 3.21 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Boavista).	32
Figura 3.22 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Maio).	33
Figura 3.23 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Brava).....	33
Figura 3.24 Consolidação da procura por setor de acordo como o cenário intermédio (ilhas em estudo)	35
Figura 3.25 Consolidação da procura	37
Figura 3.26 Relação entre desenvolvimento económico e procura de energia elétrica (* excepto África do Sul).....	38
Figura 4.1 Velocidade média do vento	43
Figura 4.2 Radiação global nas ilhas do arquipélago	47
Figura 4. 3 Zonas de nebulosidade	48
Figura 4.4 Composição dos RSU de Cabo Verde.....	49
Figura 4.5 Exemplo de uma central de valorização energética de resíduos sólidos	50
Figura 5.1 Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes	53
Figura 5.2 Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes	54
Figura 5.3 Declives preferenciais dos sites eólicos	55

Figura 5.4 Efeito da rugosidade do terreno.....	55
Figura 6. 1 Evolução do preço das emissões de CO2.....	60

Índice de Tabela

Tabela 2.1 Características Físicas das ilhas de Cabo Verde.....	6
Tabela 2. 2 Dados referentes à população de Santiago por concelho.	8
Tabela 3. 1 Características das centrais por ilha.....	14
Tabela 3. 2 Características técnicas das micro-centrais elétricas.....	21
Tabela 3. 3 Características dos projetos eólicos instalados	23
Tabela 3.4 Cenários de produção por ilha.....	33
Tabela 3.5 Projecção da evolução da ponta e vazio por ilha.....	34
Tabela 3. 6 Evolução da procura de 2011 a 2020	35
Tabela 3. 7 Comparação da TCMA setorial (2002-11 vs 2011-20).....	36
Tabela 4.1 Zonas de Desenvolvimento para energias Renováveis (Eólico)	46
Tabela 4. 2 Potencial das Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Solar)	48
Tabela 4. 3 Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Geotérmico).....	51
Tabela 4. 4 Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Marítimo).....	52
Tabela 4.5 Tabela de Potência explorada e potencial a explorar por ilha.....	52
Tabela 5. 1 Projetos Eólicos identificados	56
Tabela 5.2 Projetos fotovoltaicos identificados	58
Tabela 6. 1 Potência e produção anual prevista dos projetos de energia eólica e solar identificados	59
Tabela 6. 2 Condições de financiamento e taxas de actualização.....	61
Tabela 6.3 Investimento e custos de O&M dos projetos eólicos	62
Tabela 6.4 Investimento e custos de O&M dos projetos solares fotovoltaicos	63
Tabela 6.5 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1	65
Tabela 6.6 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.....	66
Tabela 6.7 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2	67
Tabela 6. 8 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.....	68
Tabela 6.9 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 3	69
Tabela 6.10 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 3.....	70
Tabela 6.11 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1	71
Tabela 6.12 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.....	72
Tabela 6.13 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2	73
Tabela 6.14 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.....	74
Tabela 6.15 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1	76
Tabela 6.16 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.....	76
Tabela 6. 17 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2	77
Tabela 6.18 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.....	78
Tabela 6.19 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1	79

Tabela 6.20 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.....	79
Tabela 6.21 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2	80
Tabela 6.22 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.....	80

LISTA DE ABREVIATURAS

° - Grau

°C – Grau Celsius

AG – Aerogerador

Ah – Ampère - hora

ARE – Agência de Regulação Económica

AT – Alta Tensão

BAU – *Business As Usual*

BBL - Barril

BT – Baixa Tensão

cm – Centímetro

CO₂ – Dióxido de Carbono

ECV – Escudo Cabo Verdiano

ELECTRA – Empresa de Eletricidade e Água de Cabo Verde

ENOT – Esquema Nacional de Ordenamento do Território

EROT – Esquemas Regionais de Ordenamento do Território

FMI – Fundo Monetário Internacional

g - Grama

GW – Giga Watt

h – Hora

H - Queda

hab - Habitantes

Hz – *Hertz*

ICTE – Instituto de Ciências da Terra e do Espaço

INE – Instituto Nacional de Estatística de Cabo Verde

KAMM - *Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model*

kg – Quilograma

km – Quilómetro

kV – Quilo Volt

kVA – Quilovolt-ampere

l - Litro

m – Metro

m³ – Metro Cúbico

M - Milhão

MT – Média Tensão

MVA – Mega Volt Ampere

MW – Mega Watt

MWp – Mega Watt pico

NEPS - Número de horas equivalentes à potência nominal

PANA – Plano de Acção Nacional para o Ambiente

PDM – Plano director municipal

PESER – Plano Estratégico Setorial das Energias Renováveis

PIB – Produto Interno Bruto

PPP – Parceria Público-Privada

PT – Posto de Transformação

PTA – Posto de Transformação Aéreo

Q - Caudal

RSU – Resíduos Sólidos Urbanos

s - Segundo

SIG – Sistemas de Informação Geográfica

SIR – Sistema Integrado de Resíduos

t ou ton – Tonelada

TCMA - Taxa de Crescimento Média Anual

V - Volt

VAL – Valor actualizado líquido

W – Watt

WASP – *Wind Atlas Analysis and Application Program*

Wp – Watt pico

ZDER – Zona de Desenvolvimento para Energias Renováveis

ZDTI – Zona de Desenvolvimento Turístico Integral

GEE – Gases efeito estufa

RESUMO

A opção pela elaboração do presente projeto decorre da importância que as energias renováveis já têm, e poderão vir a assumir, no contexto do desenvolvimento económico das ilhas de Cabo Verde.

O projeto foi elaborado com base nas necessidades reais do país, identificadas por estudos realizados por entidades especializadas na área, e visa desbravar vias para um possível e desejável alargamento da utilização de energias renováveis no país.

O projeto é direccionado para a produção de energia visando complementar o abastecimento através da rede pública, que é gerida por uma empresa estatal, a ELECTRA. Pressupõe que toda a energia produzida é adquirida por esta empresa como, aliás, legalmente está estabelecido.

Na elaboração do projeto teve-se em conta o impacto ambiental do mesmo, incluindo os seus efeitos no plano financeiro.

O projeto assenta num diagnóstico relativamente aprofundado do setor de produção de energia elétrica e caracteriza o setor tal como se apresenta actualmente. Foi direccionado essencialmente para a ilha de Santiago, a maior do país, que congrega cerca de 56 % da população. Procedeu-se, em particular, a uma análise detalhada dos parques eólicos e solares existentes no país.

O projeto avalia com relativa profundidade a evolução recente da procura de energia elétrica, e o potencial das energias renováveis, com ênfase nas energias eólica e solar, as mais relevantes para o país, pelo menos no futuro próximo.

O sistema tarifário foi, igualmente, objecto de discussão no decurso da elaboração do projeto. Finalmente, a elaboração do projeto conduziu-nos ao estudo das orientações estratégicas, objetivos e políticas governamentais para a área da produção de energia elétrica.

No plano financeiro, foram considerados três cenários baseados no grau de utilização da radiação solar (fotovoltaica) ou aproveitamento dos ventos (eólica). Para cada cenário foram avaliadas alternativas, que consistem basicamente na utilização de diferentes preços de venda, num leque que se situa em níveis comparáveis aos que actualmente são praticados.

ABSTRACT

We chose to present this project considering the important role that renewables energies already have, and are likely to play in the context of economic development of the Cape Verde Islands.

The project was based on the real needs of the country, identified by studies conducted by specialized agencies in the area, and seeks to tame ways for a possible and desirable expansion of renewable energy in the country.

The project concerns the production of electrical energy, aimed to complement the supply through the public grid, which is managed by a state company, ELECTRA. It assumes that all energy produced is purchased by ELECTRA, as it is legally established.

In preparing the project it was taken into account its environmental impact, including its effects on the financial plan.

The project is based on a relatively thorough diagnosis of the electrical production setor and characterizes the industry as it stands today. It was directed primarily to the island of Santiago, the country's largest, which represents 56% of the country's population. It was conducted a detailed analysis of the existing solar and wind farms in the country.

The project assesses in depth the recent developments in electricity demand, and the potential of renewable energy, with emphasis on wind and solar energies, the most relevant to the country, at least in the near future.

The tariff system was also discussed during the preparation of the project.

Finally, the development of the project has led us to the study of strategic guidelines, goals and government policies in the setor of electrical production.

Financially, we considered three scenarios based on the net capacity fator of photovoltaic and eolic plants. For each scenario differente alternatives were evaluated, which basically consist in the use of different selling prices, in a range that lies at levels comparable to that currently practice

1 INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento

Cabo Verde é um país profundamente marcado pelos efeitos da seca, de economia frágil e sem recursos minerais importantes. Não existem recursos de águas superficiais permanentes, devido às suas características climáticas e geomorfológicas, o que condiciona o aproveitamento da energia hidroelétrica. Contudo, os recursos renováveis, como o sol e o vento, são abundantes e de valor inestimável num país com forte dependência da importação de derivados de petróleo para satisfação da sua necessidade energética.

As ilhas de Cabo Verde defrontam-se com os problemas energéticos atuais: dependência da importação dos combustíveis fósseis, problemas ambientais com a utilização dos combustíveis e desflorestação devido à utilização intensiva de combustíveis lenhosos. Sendo um sistema isolado, os problemas são agravados com os apagões frequentes e a falta de resposta às solicitações da procura de energia, fator essencial para o desenvolvimento sócio-económico da ilha.

Apesar dos esforços consentidos pelos sucessivos Governos no alargamento da rede energética nacional, o acesso à energia elétrica, para as diferentes necessidades, é muito deficitário, devido, sobretudo a um acelerado desenvolvimento urbano e a aposta no desenvolvimento do turismo como motor do desenvolvimento económico.

Cabo Verde tem um nível baixo de consumo de energia per capita, cerca de 0,05kWh / habitante (ASSOCIADOS, 2011). Este nível é comparável ao de países desenvolvidos com baixo nível de industrialização.

A energia é um fator determinante para o desenvolvimento sócio-económico de Cabo Verde. Nos últimos 10 anos, o consumo de energia elétrica total do arquipélago registou um crescimento médio superior a 8%, atingindo, em 2011, os 302 GWh. A cidade da Praia, situada na ilha de Santiago, tem um crescimento anual de consumo de energia elétrica acima dos 15%. O crescimento das necessidades, devido ao desenvolvimento urbano e ao aumento das necessidades para o turismo e indústria, tem provocado situações de carência, com tendência para o seu agravamento no tempo e no espaço (ELECTRA E. e., 2011).

Devido à insuficiência de disponibilidade de recursos hídricos naturais, para fazer face às necessidades de abastecimento de água potável às populações, o país vê-se na necessidade de recorrer à dessalinização da água do mar, com custos elevados de exploração. Este vetor consome 9,5% da energia produzida nas ilhas (ELECTRA E. e., 2011).

Neste contexto energético de difícil gestão, surge a necessidade de apostar em recursos endógenos de forma a tornar o sistema mais flexível, mais fiável e com maior autonomia.

Até recente data, toda a produção de eletricidade baseava-se na utilização de combustíveis fósseis (diesel e fuelóleo). Isso fez com que a energia consumida seja das mais caras do mundo (0.34 €/kWh) (solutions, 2011).

Este fator determinou que as autoridades cabo-verdianas apostassem na produção de energia através de fontes renováveis, como solar, eólica e outras, representando actualmente cerca de 25% da produção nacional (solutions, 2011).

1.2 Objetivos do trabalho

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a sustentabilidade técnica-económica de projetos de aproveitamento de energia eólica e solar na ilha de Santiago, em zonas já identificadas, compreendendo a criação de nove parques eólicos e dezassete parques fotovoltaicos e um investimento total de 784 M€ (setecentos e oitenta e quatro milhões de euros) (solutions, 2011).

Os termos de referência propostos têm por base a análise dos seguintes aspetos:

- Caracterização do sistema elétrico da região – descrição do quadro jurídico institucional e o funcionamento das instituições com relevância ao texto de base que organiza o setor; análise do sistema elétrico nas componentes produção e localização das centrais; descrição do sistema elétrico de potência da ilha de Santiago que integra o sistema elétrico de potência da cidade da Praia, os parques eólicos e solares; análise das questões relacionadas com os custos e as tarifas e suas evoluções; estudo da evolução da procura, a situação actual e a evolução da procura por ilha, por setor e consolidado para todo o país; definição dos objetivos da política setorial as estratégias e as metas.

- Estudo da viabilidade técnico-económica de investimentos em instalações de produção de energia renovável - avaliação técnico-económica dos projetos que foram retidos com base nos processos de identificação das ZDER; definição da metodologia e pressupostos para avaliação técnico-económica dos projetos eólicos e fotovoltaicos e análise da rentabilidade económico-financeira; calculo da TIR, VAL e o *PAYBACK*; utilizando o software *RETScreen* que permitiu calcular a TIR e o *PAYBACK*.

- Desenvolvimento de uma aplicação informática que apoie o ponto anterior – utilização do software *RETScreen* para o cálculo da TIR e do *PAYBACK*. Para o cálculo do VAL recorri a uma aplicação que formulei no *excel*.

- Análise dos resultados e simulação de vários cenários de funcionamento – Apresentação de alguns cenários e alternativas de análise económica-financeira para os projetos eólicos e fotovoltaicos. Para cada cenário apresenta-se uma análise conclusiva e uma síntese da avaliação económico-financeiro dos projetos eólicos e fotovoltaicos

1.3 Organização do trabalho

O documento está estruturado em 7 capítulos, a saber:

1. Introdução
2. Arquipélago de Cabo Verde - generalidades
3. Diagnóstico do setor de eletricidade
4. Potencial de energia renovável
5. Projetos Identificados
6. Avaliação técnico-económica dos projetos
7. Conclusão

O capítulo 1 aborda, em traços gerais, questões relacionadas com: os recursos do país (minerais, hídricos, eólicos, solares etc); o acesso à energia elétrica e o aumento da procura de energia; a insularidade; a dessalinização da água do mar para o abastecimento em água potável; o aumento da procura de energia elétrica; os desafios do país relativamente ao aproveitamento das energias renováveis e os objetivos do presente trabalho.

O capítulo 2 faz uma descrição sumária do arquipélago, designadamente, a sua situação geográfica, as características físicas e climáticas das ilhas, a organização administrativa e a evolução da população do país, o quadro macro-económico do país e as estratégias de desenvolvimento, a política geral do Estado e a necessidade que o país tem de integrar as questões relacionadas com hidrocarbonantes, eletricidade e água.

O capítulo 3 faz a caracterização do setor de eletricidade, descrevendo o quadro jurídico institucional e o funcionamento das instituições com relevância ao texto de base que organiza o setor, analisa-se o sistema elétrico nas componentes produção e localização das centrais, descreve-se o sistema elétrico de potência da ilha de Santiago que integra o sistema elétrico de potência da cidade da Praia, os parques eólicos e solares, aborda-se as questões relacionadas com os custos e as tarifas e suas evoluções, analisa-se a evolução da procura por ilha, por setor e consolidado para todo o país. O capítulo em referência finaliza-se com a definição dos objetivos da política setorial as estratégias e as metas. Faz alusão à decomposição do objetivo geral da política setorial em objetivos específicos e define as estratégias adoptadas para a materialização dos objetivos da política setorial. Neste capítulo apresentam-se, ainda, as metas a atingir com realce para as metas definidas para a penetração das energias renováveis.

O capítulo 4 descreve o potencial de energia renovável, com referência à eólica, solar, hídrica, resíduos sólidos, geotérmica e marítima. Para cada tipo de fonte de energia específica apresenta-se o potencial por ilha e definem-se as ZDER.

O capítulo 5 apresenta os projetos identificados na ilha de Santiago e relacionados com os aproveitamentos eólicos e fotovoltaicos. Define a metodologia e avaliação do recurso renovável e apresenta os projetos selecionados, devidamente hierarquizados de acordo com a análise e integração de parâmetros como o custo de financiamento, acessibilidade, orografia e outros.

O capítulo 6 apresenta a avaliação técnico-económica dos projetos que foram retidos com base nos processos de identificação das ZDER. Nesse capítulo definem-se a metodologia e pressupostos para avaliação técnica-económica dos projetos eólicos e fotovoltaicos e procede-

se à análise da rentabilidade económico-financeira, utilizando o software *RETScreen* que permitiu calcular a TIR e o *PAYBACK*. Sempre que se revelou necessário complementei a análise de rentabilidade económica-financeira dos projetos retidos com o cálculo do VAL recorrendo a uma aplicação que formulei no *excel*. Apresentam-se alguns cenários e alternativas de análise económica-financeira para os projetos eólicos e fotovoltaicos. Para cada cenário apresenta-se uma análise conclusiva. No final deste capítulo apresenta-se a síntese da avaliação económico-financeiro dos projetos eólicos e fotovoltaicos.

O capítulo 7 apresenta as conclusões do estudo no qual se revela que Cabo Verde tem boas condições climáticas para o desenvolvimento do aproveitamento das energias eólicas e fotovoltaicas e que o país já regista um nível satisfatório de penetração das ditas energias. Apresenta-se, também, o impacto das importações no défice da balança corrente externa. Dos vários cenários analisados, do ponto de vista da rentabilidade económica dos projetos, conclui-se que a alternativa eólica é mais viável que a fotovoltaica. Destaca-se ainda neste capítulo que os projetos de energias renováveis, devido às particularidades de Cabo Verde, não devem ser apreciados só na perspetiva de rentabilidade económica-financeira dos projetos. Deve-se contrapor com os benefícios que advêm da diminuição de importação de combustíveis fósseis, do impacto ambiental com a diminuição da emissão de CO₂, da ambição que o país tem de exportar, para o continente africano, *know how* e tecnologia relacionadas com o aproveitamento de energias alternativas, a geração de novos postos de trabalho, novas oportunidades de negócio e outros. No fim do capítulo recomenda-se a melhor estratégia de financiamento dos projetos de energias renováveis e apresenta-se a necessidade imperiosa de continuar a desenvolver um conjunto alargado de incentivos a fim de melhorar o ambiente de investimento público e/ou privado no setor das energias alternativas.

2 ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE

2.1 Dados demográficos

A República de Cabo Verde é um arquipélago saheliano, constituído por dez ilhas (das quais nove habitadas) e oito ilhéus, situado a cerca de 500 km a Oeste da costa do Senegal. O arquipélago encontra-se situado entre o Trópico de Câncer e o Equador, limitado pelos paralelos 14°48' e 17°12' de latitude Norte e os meridianos 22°44' e 25°22' de longitude, a Oeste de Greenwich.

A superfície do arquipélago é de 4.033km² e a sua Zona Económica Exclusiva (ZEE) estende-se por 734000 km² (INGRH, 2011).



Figura 2.1 ARQUIPÉLAGO DE CABO VERDE

Na Tabela 2.1 é mostrada as características físicas das Ilhas de Cabo Verde.

Tabela 2.1 Características Físicas das ilhas de Cabo Verde

Características Físicas das Ilhas										
Unid	S.Antão	S.Vicente	S.Nicolau	Sal	Boavista	Maio	Santiago	Fogo	Brava	S.Luzia
km ²	785	230	347	221	628	275	1007	470	63	46
%	19,3	5,6	8,5	5,4	15,4	6,8	24,7	11,5	1,5	1,1
m	1979	750	1312	406	387	437	1394	2829	976	
mm/a	237	93	142	60	68	150	321	495	268	
há	8800	450	2000	220	500	660	21500	5900	1050	
%	21,4	1,1	4,9	0,5	1,2	1,6	52,3	14,4	2,6	
graus		26,4					26,7			
graus		23,6					20,2			

As ilhas encontram-se divididas em dois grupos: Barlavento (Santo Antão, S.Vicente, Santa Luzia, São Nicolau, Sal e Boavista) e Sotavento (Santiago, Fogo, Brava e Maio). A divisão deriva da posição das ilhas, face aos ventos dominantes do Nordeste.

As condições climáticas são do tipo subtropical árido a semiárido, com precipitações muito variáveis e incertas, durante alguns dias, entre os meses de Julho e Outubro. O país sofre de secas persistentes com forte impacto na sua economia, demografia e ambiente.

Organização administrativa e população

O país encontra-se dividido em 22 concelhos, sub-divididos em 21 freguesias, constituídas de comunidades locais designadas por zonas. A divisão administrativa da ilha de Santiago, objecto do presente estudo, compreende nove concelhos de acordo com a Figura 2.2 (Ministro).



Figura 2.2 ILHA DE SANTIAGO

A sede do concelho é uma cidade. O concelho constitui um município que é dirigido por um presidente eleito por escrutínio livre, directo e secreto. Os municípios encontram-se associados no seio da Associação dos Municípios.

Os dados, referentes à população de Santiago, por concelho, são apresentados na Tabela 2. 2, (Intituto Nacional de Estatística, 2011).

Tabela 2. 2 Dados referentes à população de Santiago por concelho (Intituto Nacional de Estatística, 2011).

Concelhos da ilha de Santiago	População (2011)	Peso Santiago %	Peso de Cabo Verde %	População (2017)
Tarrafal	18,585	6,77	3,8	19,085
Santa Catarina	43,297	15,79	8,8	45,115
Santa Cruz	26,617	9,71	5,4	27,549
Praia	131,719	48,06	26,8	158,458
S.Domingos	13,808	5,04	2,8	14195
C.S.Miguel	15,648	5,71	3,2	15,319
S.S do Mundo	8,677	3,17	1,8	8,312
S.L dos Orgãos	7,388	2,69	1,5	7,647
R.G de Santiago	8,325	3,04	1,7	8,377
Total	274,064	99,98	55,8	14484,862
Fonte: INE (2011)				

A ilha de Santiago alberga mais de metade da população de Cabo Verde (55,8 %) e é nela que se encontra a capital, a cidade da Praia que concentra 49% da população da ilha e 26,8% da população do país.

2.2 Quadro macro económico e estratégias de desenvolvimento.

Cabo Verde tem uma larga dependência do exterior, quer para o seu abastecimento em géneros de primeira necessidade e bens de equipamento, quer relativamente à obtenção de recursos financeiros. Este isolamento reduz a competitividade do país. Por ser de natureza insular, os custos de transporte e comunicação interna são muito importantes.

O ritmo de crescimento da economia cabo-verdiana processa-se a uma escala sustentável, desde os anos de 1991. A taxa de crescimento do PIB foi superior a 10 % em 2000 e em 2007. Entre 2007 e 2009 houve um abrandamento na taxa de crescimento económico tendo atingido nesse ano o menor valor (6 %). Após esse período há uma retoma no crescimento do PIB. Esse dinamismo é principalmente sustentado pelo investimento directo estrangeiro e pelas transferências dos emigrantes, com pesos respectivos de 10,4 % e 11,6 % do PIB (CONSEIL, 2011).

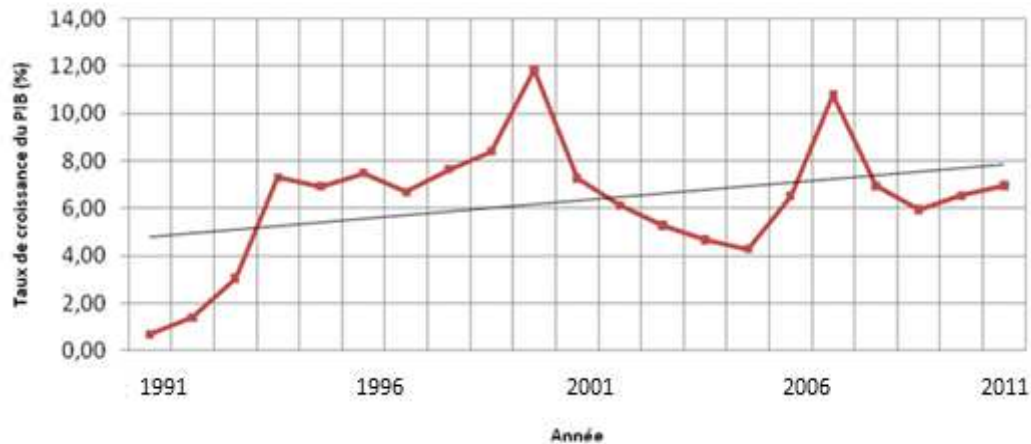


Figura 2.3 Taxa de crescimento do PIB de Cabo Verde (CONSEIL, 2011)

Como podemos verificar na Figura 2.3 em menos de 10 anos o PIB quase que triplicou. Cabo Verde encontra-se na posição 118ª da classificação do Índice de Desenvolvimento Humano de 2011, pelo que é considerado um país de desenvolvimento médio (CONSEIL, 2011).

Os serviços representam cerca de 75 % do PIB, a agricultura 9 % e o setor secundário cerca de 16 %.

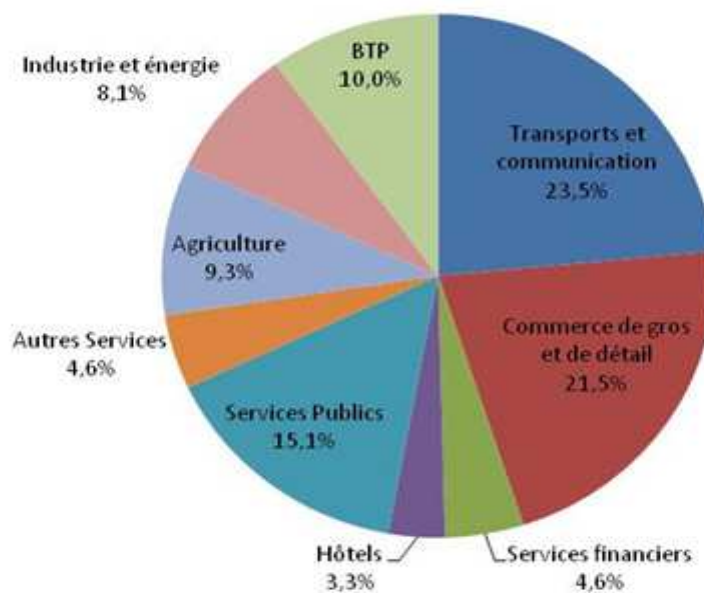


Figura 2.4 Repartição, por setores do PIB (CONSEIL, 2011)

A balança comercial de Cabo Verde é deficitária. As exportações de bens representaram 15 % do PIB e as importações representaram 50 % do PIB no mesmo período.

2.2.1 A política geral do Estado

A estratégia de desenvolvimento de Cabo Verde assenta sobre 5 pilares fundamentais:

Pilar 1- Boa Governação – Este pilar agrupa um conjunto de reformas institucionais que o Governo de Cabo Verde deve implementar, designadamente, na justiça e na transparência económica

Pilar 2- Capital humano – A reforma do sistema educativo e das universidades.

Pilar 3 – Competitividade – Apoio ao setor privado, designadamente o setor terciário, sendo o turismo o privilegiado.

Pilar 4 – Desenvolvimento das infraestruturas, designadamente, as relativas à armazenagem, à produção e à distribuição de energia.

Pilar 5 – Coesão social – Este pilar procura evidenciar a importância da responsabilidade social como base da democracia e do desenvolvimento social económico sustentável. O acento é concentrado na relação público-privado (CONSEIL, 2011).

2.2.2 Integração hidrocarborantes/ eletricidade/ água – uma especificidade de cabo verde

A ausência de energia primária e o recurso recente às energias renováveis explica que o setor de eletricidade é o primeiro consumidor de hidrocarborantes em Cabo Verde: a ELECTRA consome cerca de um terço do volume de gásóleo e a totalidade do volume de fuel importados no país.

A extrema raridade de água potável e o recurso obrigatório à dessalinização da água do mar fazem do setor da água o maior consumidor de energia elétrica: as unidades de dessalinização consumiram 7 % da energia vendida no país em 2011.

Assim, sendo uma especificidade de Cabo Verde, os setores de abastecimento de hidrocarborantes, eletricidade e de abastecimento de água potável são fortemente interdependentes. A estratégia de desenvolvimento de eletricidade não pode ser construída sem ter em consideração a segurança e a gestão dos custos de abastecimento de hidrocarborantes, de um lado, e o crescimento da procura que será induzida pelas extensões das unidades de produção de água através da dessalinização da água do mar, por outro lado.

3 DIAGNÓSTICO DO SETOR DE ELETRICIDADE

A situação do setor de eletricidade em Cabo Verde é caracterizada, em traços gerais, por:

- Um forte aumento da procura em energia elétrica, como consequência do crescimento dinâmico da economia induzido por avultados investimentos externos.

- Um operador histórico dominante, ELECTRA, SARL, hoje muito fragilizado: fraca qualidade de serviço, fraco desempenho operacional, situação financeira deficitária e falta preocupante de investimentos.

- Um Ministério de tutela numa posição delicada, dado que, por um lado, é responsável pela promoção dos investimentos e pelo crescimento do setor de eletricidade e, por outro lado, tutela uma Direcção-Geral de Indústria e Energia com insuficiência de recursos humanos para pilotar correctamente o setor.

- Um regulador, ARE, que dispõe, actualmente, de meios humanos, de procedimentos e dos principais instrumentos para implementar o sistema de regulação económica dos operadores, particularmente da ELECTRA.

- Uma forte integração das valências “abastecimento de combustíveis/ eletricidade / água” que obriga a uma coerência de estratégias nesses 3 setores.

- Grandes projetos realizados ou programados: Parque eólico de 28 MW, novas centrais a fuel, desenvolvimento de redes interconectadas, etc.

- Um país insular (nove ilhas isoladas), fator que torna o desenvolvimento de serviços públicos particularmente difícil.

3.1 Quadro jurídico-institucional e funcionamento das instituições (eletricidade).

O texto de base que organiza o setor de eletricidade em Cabo Verde é o Decreto-Lei nº 54/99 (Boletim Oficial I série- nº 31, de 30/08/1999), que estabelece as bases do sistema elétrico, modificado pelo Decreto-Lei nº14/2006. Estes textos legais, equiparados a um verdadeiro código elétrico, introduziram uma profunda modificação no quadro regulamentar e legislativo das actividades do setor, designadamente na clarificação das competências entre a administração pública e autoridade de regulação do setor. Os diplomas legais, atrás referidos, têm subjacente o objetivo de estimular as actividades dos produtores independentes e auto-produtores.

O setor de eletricidade (produção, transporte, distribuição) articula-se à volta de:

- Um Ministério encarregado do setor – Ministério da Indústria, Turismo e Energia.
- Uma agência de regulação multi setorial – ARE.
- Um operador histórico – ELECTRA, SARL.

- Alguns pequenos auto-produtores que comercializam uma parte da sua produção que, em todo o caso, representam uma parcela marginal.

O Ministério que tutela a pasta de energia dirige e controla a execução da política energética do país, através da Direcção-Geral de Indústria e Energia. Este exercício de liderança do setor de eletricidade é influenciado pelo duplo posicionamento do Ministério: indústria e apoio às actividades económicas, de um lado, e serviço público de energia, de outro lado. Este posicionamento pode tornar algumas escolhas estratégicas delicadas, pois, fornecer às indústrias e às actividades económicas energia elétrica, com celeridade e a baixo custo pode não ser, necessariamente, compatível com as exigências de um serviço público que beneficie harmoniosamente as populações de cada uma das ilhas.

A ARE foi criada pelo Decreto-Lei nº 27/2003. É a autoridade independente de regulação de energia, da água e dos transportes de passageiros urbanos e marítimos e goza de autonomia administrativa e financeira.

A ARE dispõe da competência de editar regulamentações, de sancionar o desrespeito pelas regulamentações e de submeter propostas à Assembleia e ao Governo. Ela é administrada por um Conselho de Administração constituído por três membros, sendo um o Presidente. Os administradores são nomeados pelo Conselho de Ministros sob proposta do Ministro encarregue da pasta das finanças.

A ARE valida os planos de expansão dos sistemas elétricos, submetidos pelos concessionários, emite pareceres sobre a atribuição de licenças para a produção, aprova a fórmula de fixação das tarifas, controla a qualidade e a performance do serviço público e fixa as tarifas, verificando a sua conformidade em relação aos contratos e regulamentação em vigor. De igual modo, compete a ARE assegurar a protecção dos direitos e interesses dos consumidores.

Relativamente à eletricidade, somente em 2006 a ARE desenvolveu instrumentos que lhe permitem regular mais eficazmente as actividades da ELECTRA, designadamente, um modelo económico-financeiro de regulação do setor de eletricidade, bem como os procedimentos de transmissão de informação.

A ELECTRA (Empresa de Eletricidade e Água, SARL) é uma sociedade anónima criada pelo Decreto-Lei nº 72/98, de 13/12/1998 com capital de €6.000.000, sendo os parceiros iniciais a EDP/ADP, o Estado e os Municípios de Cabo Verde. A sociedade ELECTRA SARL beneficia de uma concessão para o transporte e distribuição de energia elétrica, a produção e distribuição de água, a colecta e o tratamento das águas residuais, tendo em vista a sua reutilização. Esta concessão, para o transporte e a distribuição de energia elétrica, estende-se por todo o país, enquanto o transporte e a distribuição de água restringem-se às cidades da Praia, S. Vicente, Sal e Boavista. A concessão foi acordada por 36 anos, com início em 18/01/2000.

Em 2006, em virtude da forte degradação da situação financeira da ELECTRA, a empresa foi reestruturada: o Estado aumentou a sua participação no capital da empresa, elevando-o a 51 %, e a EDP/ADP reduziu-o para 34 % e os Municípios ficaram com 15 %. Em 2008 o Estado adquiriu a totalidade da parte do capital detido pela EDP / ADP.

A coincidência de acções de implementação de um sistema regulatório elaborado, essencialmente, para operadores privados, com a saída desses últimos do capital da ELECTRA e

a sua substituição, pelo poder público, num quadro de situação financeira muito degradada, tornou muito complicadas as tarefas dos protagonistas: o Estado e a ARE.

Tendo em conta esta situação, a ARE optou pela implementação de um sistema transitório de regulação, mais consonante com as circunstâncias actuais.

Os objetivos do Código de eletricidade são claros e merecem ser aqui salientados:

- Fiabilizar e garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica, por forma a cobrir as necessidades de todos os consumidores a um preço razoável, equitativo e não discriminatório;

- Aumentar a utilização das energias renováveis e da cogeração;

- Promover a eficiência e inovação tecnológica na produção, no transporte e na distribuição, assim como no consumo de eletricidade;

- Estimular a concorrência no setor elétrico.

3.2 Caraterização do sistema elétrico

3.2.1 Produção

3.2.1.1 Centrais térmicas convencionais de Cabo Verde

Neste capítulo procederemos à caraterização genérica do sistema elétrico cabo-verdiano e, sempre que se revelar necessário, caracterizaremos detalhadamente o sistema elétrico da ilha de Santiago, que é o objecto principal do nosso estudo.

O parque electroprodutor cabo-verdiano assenta, predominantemente, em centrais termoelétricas alimentadas por combustíveis fósseis. A economia energética cabo-verdiana encontra-se, desta forma, dependente da volatilidade dos mercados petrolíferos, ficando, assim, sujeita às constantes variações do preço dos combustíveis.

O actual sistema produtor de energia elétrica regista uma instabilidade considerável, no que diz respeito à garantia de fornecimento de energia às populações, causada, essencialmente, pela ocorrência de falhas e avarias nos grupos geradores, bem como pela ocorrência de defeitos nas redes de transporte e distribuição.

Actualmente, a potência total instalada em centrais, micro centrais elétricas e projetos renováveis é de, aproximadamente, 114 MW (solutions, 2011). Quanto à produção de energia elétrica, durante o ano de 2011, constata-se que foram gerados cerca de 307 GWh, valor que regista uma tendência crescente de ano para ano. Na **Tabela 3. 1** apresentam-se as distribuições das centrais, por ilha, com as respetivas caraterísticas.

Diagnóstico do setor de eletricidade

Tabela 3. 1 Características das centrais por ilha (ELECTRA, 2011)

ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m ³)	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)
Santo Antão	Porto Novo N 17° 01,092' W 25° 05, 896'	CE.SA.PN.GVII	2008	230	GASÓLEO	30	CUMMINS	2008	1.600	
		CE.SA.PN.GVI	2010	220	GASÓLEO		CATERPILLAR	2008	1.200	
		CE.SA.PN.GV	2001	246	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	810	
								Total PN	3.610	4.088.465
	Ribeira Grande N 17°00,184' W 25° 00,065'	CE.SA.RG.GVI	1998	250	GASÓLEO	30	DEUTZ / MECC ALTE	1998	750	
		CE.SA.RG.GVII	1996	223	GASÓLEO		CUMMINS / MARELLI	1994	1.000	
		CE.SA.RG.GVIII	2000	243	GASÓLEO		PERKINS / LEROY SOMER	1999	1.000	
		CE.SA.RG.GX	2006	220	GASÓLEO		CATERPILLAR	2006	1.360	
		CE.SA.RG.GXI	2002	252	GASÓLEO		CATERPILLAR	1997	500	
		CE.SA.RG.GXII	2002	240	GASÓLEO		PERKINS	2000	800	
								Total RG	5.410	7.903.209
	TOTAL								9.373	11.991.674
São VICENTE	Matiota N 16° 53,773' W 24° 59,494'	CE.SV.MT.GIII	1978	245	GASÓLEO	150	DEUTZ / GARBE-LAHMEYER	1977	2.750	
		CE.SV.MT.GIV	1984	239	FUEL / GAS.	250	DEUTZ / GARBE-LAHMEYER	1983	2.950	
		CE.SV.MT.GV	1994	225	FUEL / GAS.		MAK / RELIANCE ELECTRIC	1993	3.968	
		CE.SV.MT.GVI	1994	270	FUEL / GAS.		MAK / RELIANCE ELECTRIC	1993	3.968	
	Lazareto N 16° 52,301' W 25° 00,883'	CE.SV.LZ.GVII	2002	218	FUEL / GAS.	460	CATERPILLAR / AVK	Total MT 2001	13.636 4.650	22.784.719
		CE.SV.LZ.GVIII	2002	220	FUEL / GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	4.650	
								Total LZ	9.300	38.850.065
	TOTAL SV								22.936	61.634.784
SAL	Palmeira N 16°45,430' W 22°59,105'	CE.SL.PL.GI	1983	247	GASÓLEO	600	CUMMINS / STAMFORD	1980	620	
		CE.SL.PL.GII	1983	259	GASÓLEO		CUMMINS / STAMFORD	1980	620	
		CE.SL.PL.GIII	-	248	GASOLEO		CUMMINS	-	1.250	
		CE.SL.PL.GVI	2001	229	GASÓLEO		CUMMINS / LEROY SOMER	2000	1.140	
		CE.SL.PL.GVII	2002	223	FUEL / GAS.	50	CATERPILLAR / AVK	2001	4.650	
		CE.SL.PL.GVIII	2002	220	FUEL / GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	4.650	
								Total PL	12.930	37.429.180
	Ponta Preta N 16°36,914' W 22°55,289'	CE.SL.PP.GI	2006	-	GASOLEO	30	CATERPILLAR / LEROY SOMER	-	3.125	
		CE.SL.PP.GII	2006	-	GASOLEO		CATERPILLAR / LEROY SOMER	-	3.125	
		CE.SL.PP.GIII	2004	-	FUEL	200	CATERPILLAR	-	750	
		CE.SL.PP.GIV	2004	-	FUEL		CATERPILLAR	-	750	
		CE.SL.PP.GV	2004	-	FUEL		CATERPILLAR	-	750	
								Total PP	8.500	-
	TOTAL SL								21.430	
SANTIAGO PRAIA	Cidade da Praia (Gamboá) N 14° 54,925' W 23° 30,618'	CE.ST.PR.GIII	1991	216	GASOLEO	120	MAK	1989	3.166	
		CE.ST.PR.GIV	1992	216	GASOLEO		MAK	1989	3.166	
		CE.ST.PR.GII	1987	240	GASOLEO		DEUTZ	1987	2.950	

Diagnóstico do setor de eletricidade

ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m³)	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)
SANTIAGO INTERIOR								Total PR	6.282	5.178.000
	Palmarejo	CE.ST.PL.GXIV	2002	220	FUEL/GAS.	2.200	CATERPILLAR / AVK	2001	6.977	
	N 14° 54,563'	CE.ST.PL.GXV	2002	220	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2001	6.977	
	W 23° 32,803'	CE.ST.PL.GIII	2008	215	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2007	9.296	
		CE.ST.PL.GIV	2008	215	FUEL/GAS.		CATERPILLAR / AVK	2007	9.296	
								Total PL	32.546	131.941.712
	TOTAL ST Praia								38.796	137.119.712
	Central Arribada	CE.ST.AS.GI	2006	230	GASOLEO	25	PERKINS / STAMFORD	1998	700	
	(Sta. Cat.)	CE.ST.AS.GII	2002	251	GASOLEO		CUMMINS / ANSALDO	2002	1.000	
	(Assomada)	CE.ST.AS.GIII	2009	190	GASOLEO		CATERPILLAR	2008	1.600	
	N 15° 07,889'	CE.ST.AS.GIV	2009	190	GASOLEO		CATERPILLAR	2008	1.600	
	W 23° 40,185'							Total AS	4.900	9.319.341
	Tarrafal Santiago	CE.ST.TR.GXI	2000	256	GASÓLEO	71	VOLVO PENTA / LEROY SOMER	2000	500	
	N 15° 16,602'	CE.ST.TR.GVI	1998	251	GASÓLEO		CUMMINS / ANSALDO	1997	1.000	
	W 23° 44,526'	CE.ST.TR.GXII	2001	230	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	2.000	
								Total TR	3.500	5.150.906
	(Sta. Cruz)	CE.ST.SC.GXIV	2007	227	GASÓLEO	32	CATERPILLAR	2006	1.360	
	N 15° 08,289'	CE.ST.SC.GXIII	2001	230	GASÓLEO		CATERPILLAR	2000	2.000	
	W 23° 32,468'	CE.ST.SC.GXV	2010	220	GASOLEO		CATERPILLAR	-	1.700	
								Total SC	5.060	6.556.699
	TOTAL ST Int								13.510	21.026.946
FOGO	São Filipe	CE.FG.SF.GIII	1994	250	GASÓLEO	10	MERCEDES BENZ / AVK	1994	500	
	N 14° 53,615'	CE.FG.SF.GIV	1999	253	GASÓLEO		CATERPILLAR	1998	600	
	W 24° 29,837'	CE.FG.SF.GI	-	-	GASOLEO		CATERPILLAR	-	700	
								Total SF	1.800	7.477.350
	CE Mosteiros	CE.FG.MT.GXII	2003	239	GASOLEO	10	VOLVO PENTA / STAMFORD	2002	250	
	N 15° 02,653'	CE.FG.MT.GXIII	2003	239	GASOLEO		VOLVO PENTA / STAMFORD	2002	250	
	W 24° 20,476'	CE.FG.MT.GV	2003	245	GASÓLEO		DEUTZ / STAMFORD	2002	500	
								Total MT	1.000	1.505.558
	CE João Pinto	CE.FG.JP.GI	1999	230	GASOLEO	75	CUMMINS	-	1.000	
	N 14° 55,311'	CE.FG.JP.GII	2008	255	GASOLEO		CUMMINS	-	1.600	
	W 24° 30,009'							Total JP	2.600	-
	TOTAL FOGO								5.400	
BOAVISTA	Sal-Rei	CE.BV.SR.GI	2009	200	Fuel	-	WARTSILA	2009	1.875	
	N 16° 08,129'	CE.BV.SR.GII	2009	200	Fuel		WARTSILA	2009	1.875	
	W 22° 53,832'	CE.BV.SR.GIII	2005	250	GASÓLEO		CATERPILLAR	2009	625	
		CE.BV.SR.GIV	2005	250	GASÓLEO		CATERPILLAR	2009	625	
		CE.BV.SR.GV	2005	250	GASOLEO		CATERPILLAR	2009	625	
	Total BOAVISTA								5.625	13.916.259
MAIO	Turriel	CE.MA.TR.GI	2008	227	GASÓLEO	10	CUMMINS / STAMFORD	2008	860	
	N 15° 08,606'	CE.MA.TR.GII	2008	227	GASÓLEO		CUMMINS / STAMFORD	2008	860	
	W 23° 11,788'	CE.MA.TR.GIII	1999	-	GASOLEO		VOLVO-PENTA	1998	250	
	Total MAIO								1.970	2.579.016
SÃO NICOLAU	Tarrafal	CE.SN.TR.GV	1988	-	GASÓLEO	-	CATERPILLAR	1987	130	

Diagnóstico do setor de eletricidade

ILHA	CENTRAL	Designação	Ano ent. em funcion. (motor)	Cons. Espec. (g/kwh)	Combustível	Armaz. Combust. (m ³)	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Produção anual energia (2009) (kWh)
	N 16° 33,746'	CE.SN.TR.GVI	1988	-	GASÓLEO		/			
	W 24° 21,289'	CE.SN.TR.GII	1991	232	GASÓLEO		UNELEC	1994	320	
							CTERPILLAR			
		CE.SN.TR.GIV	1997	231	GASÓLEO		CUMMINS /	1990	1250	
							LEROY SOMER			
		CE.SN.TR.GVII	2008	230	GASOLEO		CUMMINS /	1989	775	
							LEROY SOMER			
							CUMMINS /	2007	1000	
							STAMFORD			
	Total SÃO NICOLAU								3.475	4.773.927
BRAVA	Favatal	CE.BRV.FV.GI	1999	235	GASÓLEO	30	CATERPILLAR	1987	320	
	N 14° 53,329'	CE.BRV.FV.GII	2008	206	GASÓLEO		PERKINS /	1994	500	
							STAMFORD			
	W 24° 41,467'	CE.BRV.FV.GIII	2008	227	GASÓLEO		PERKINS /	1990	500	
							LEROY SOMER			
		CE.BRV.FV.GIV	2011	-	GASOLEO		CUMMINS /	2007	563	
							ALKMAAR			
	Total BRAVA								1.883	2.295.601

A qualidade e a fiabilidade dos sistemas são condicionadas pelos recorrentes *blackouts*, que são originadas, essencialmente, pela ocorrência de falhas e defeitos nos grupos e redes de distribuição.

A energia elétrica chega aos consumidores através de redes de distribuição a dois níveis de tensão: média tensão (MT) e baixa tensão (BT). Em nível de média tensão predominam várias categorias (6, 10, 13.8, 15 e 20 kV).

As linhas aéreas de baixa tensão são constituídas por quatro cabos condutores (três fases e um neutro). Os condutores são de cobre ou alumínio, sendo suportados por isoladores, montados transversalmente ao longo dos postes.

Os cabos são montados num plano vertical, separados entre si de 15 a 25 centímetros. As redes de distribuição aérea operam com circuitos trifásicos com neutro (220 V ou 380 V entre fases). O número típico de consumidores, por transformador, varia de acordo com as características e potência dos transformadores.

As linhas aéreas de média tensão fornecem, normalmente, energia elétrica para áreas rurais, pequenas cidades e unidades industriais, enquanto as linhas subterrâneas fornecem energia para os grandes centros urbanos.

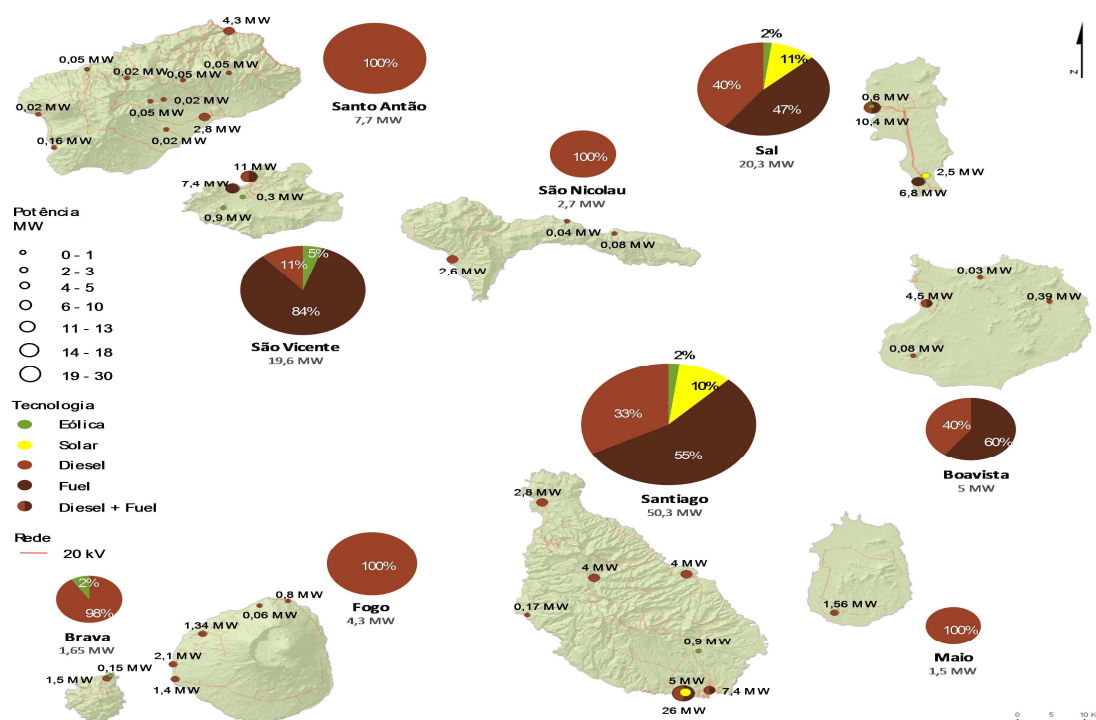


Figura 3. 1 Localização das centrais produtoras de energia elétrica (ELECTRA, 2011)

Esquemáticamente, a distribuição das centrais de produção de energia, por ilha, é apresentada na Figura 3. 1. No esquema encontram-se incluídos os sistemas eólicos e solares, recentemente instalados.

A repartição da potência instalada e, por tipo de fonte, em 2011, é representada na Figura 3.2.

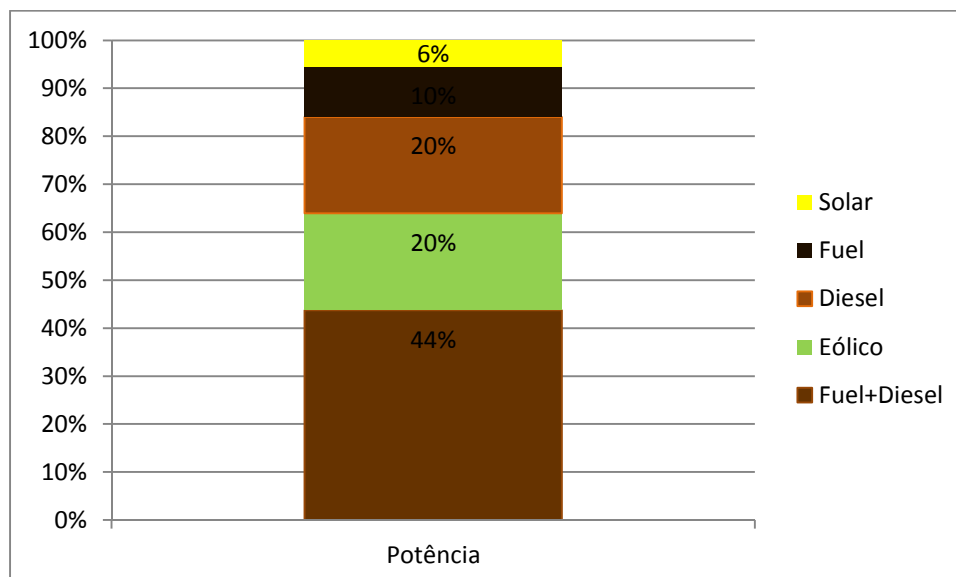


Figura 3.2 Potência instalada através de centrais elétricas a fuelóleo (ELECTRA, 2011)

Da análise da Figura supra, pode-se constatar a forte dependência de Cabo Verde da utilização de combustíveis fósseis na produção de energia elétrica, particularmente a geração com recurso a *fuel + diesel* que representa, em potência instalada, cerca de 44% (59,3 MW).

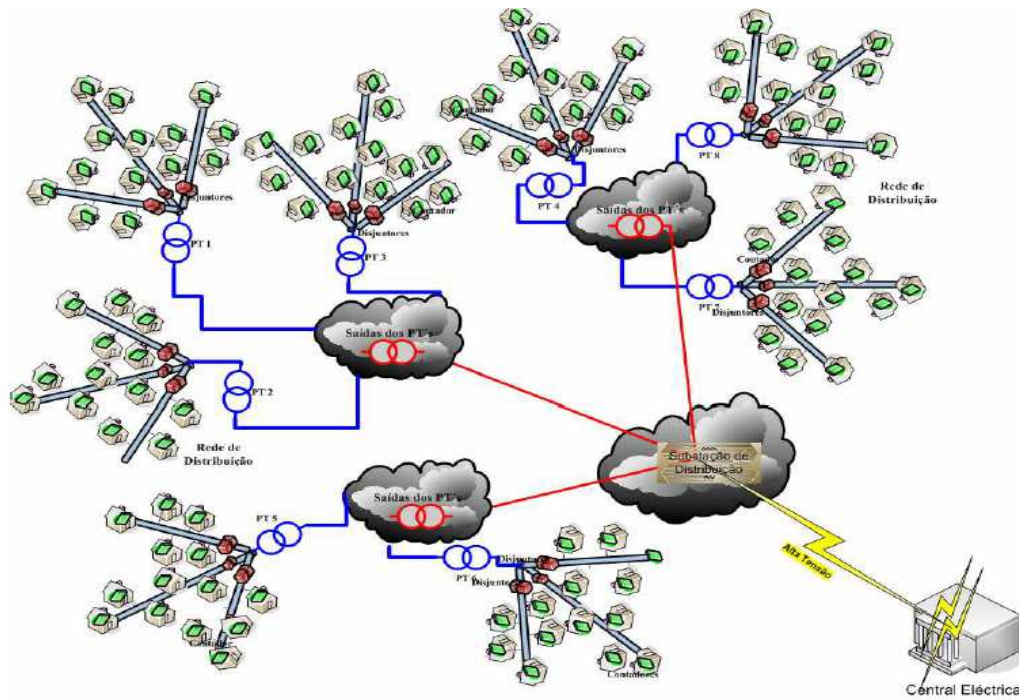


Figura 3.3 Arquitetura elétrica do sistema elétrico de Cabo Verde (ELECTRA, 2011)

Na Figura 3.3 é apresentado um esquema simplificado da arquitetura do sistema elétrico cabo-verdiano.

A energia que sai das centrais de produção passa pelas subestações de distribuição da empresa sendo, assim, medida e facilmente controlada. A partir das centrais de produção, a energia é transportada por um conjunto de cabos de média tensão (MT) e outros equipamentos acessórios, como reguladores de tensão e de corrente. Da subestação, a energia é distribuída para todos os postos de transformação e anéis das cidades e estes, por sua vez, são distribuídos para os transformadores das diferentes regiões ou bairros. Essa energia, depois de transformada em baixa tensão (BT), entra na portinhola de cada consumidor para posterior utilização.

3.2.1.1 Sistema elétrico de potência da Ilha de Santiago

O sistema elétrico da ilha de Santiago, incluindo as centrais renováveis, é apresentado na Figura 3. 4. Nela, são indicados a localização das centrais produtoras, suas interligações e tipo de geração.

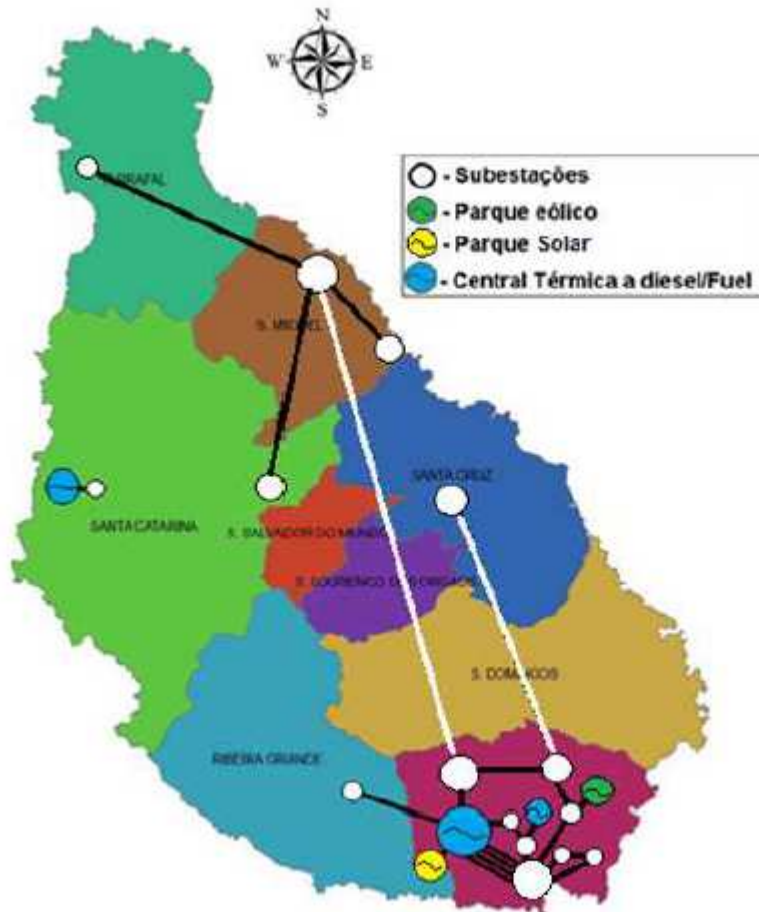


Figura 3. 4 Esquemática do sistema elétrico (ELECTRA, 2011)

O SEP¹ de Santiago é caracterizado por uma diversidade de fontes de geração de energia elétrica. A geração térmica convencional é predominante, representando cerca de 44 MW (75% do total) de potência instalada. As fontes de energia renovável totalizam uma potência instalada de 14.73 MW (25%). A recente interligação, realizada entre a subestação da Praia e a sub-estação de Calheta, financiada pelo BAD²/ JBIC³, tem por objetivo a eliminação das centrais e micro-centrais do interior de Santiago que produzem energia com recurso a óleo combustível (ELECTRA E. e., 2011).

Sistema elétrico de potência da cidade da Praia

A cidade da Praia é o maior centro de geração e consumo de eletricidade do país, tendo atingido no ano de 2011, aproximadamente, 90 % de toda a geração e consumo da ilha de Santiago. A geração de energia é feita através de fontes eólica, solar e térmica convencional. O

¹ SEP – Sistema Elétrico de Potência

² BAD – Banco Africano de Desenvolvimento

³ |BIC – Banco japonês para a cooperação Internacional

SEP da cidade da Praia é o maior e o melhor estruturado do país. As tensões de transmissão, entre subestações desse sistema, são de 15 e 20 kV. As tensões de consumo são fornecidas, a partir das subestações secundárias, nos níveis de tensão de 220/380 V. Na Figura 3.5 e Figura 3.6 encontram-se representados os diagramas unifilares esquemáticos do SEP da cidade da Praia (ELECTRA, 2011).

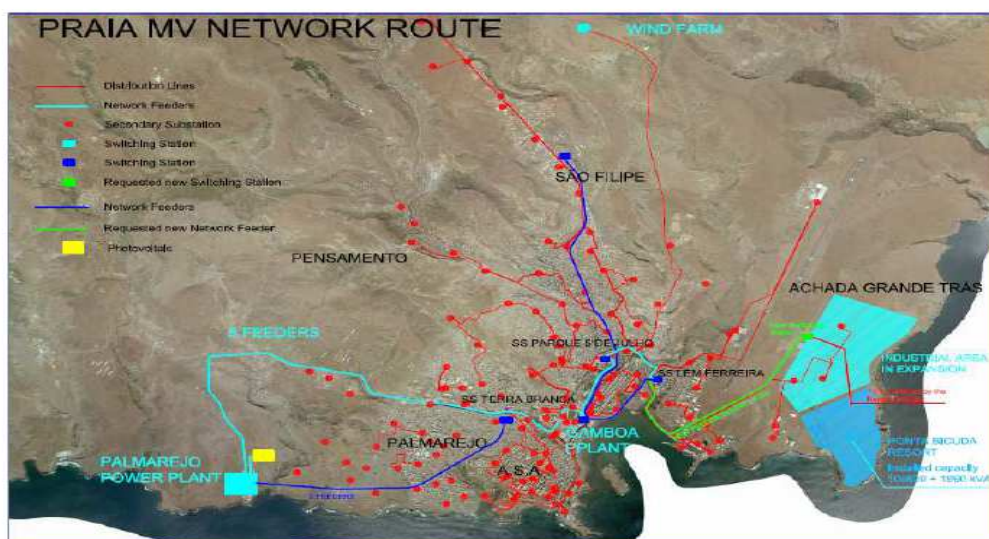
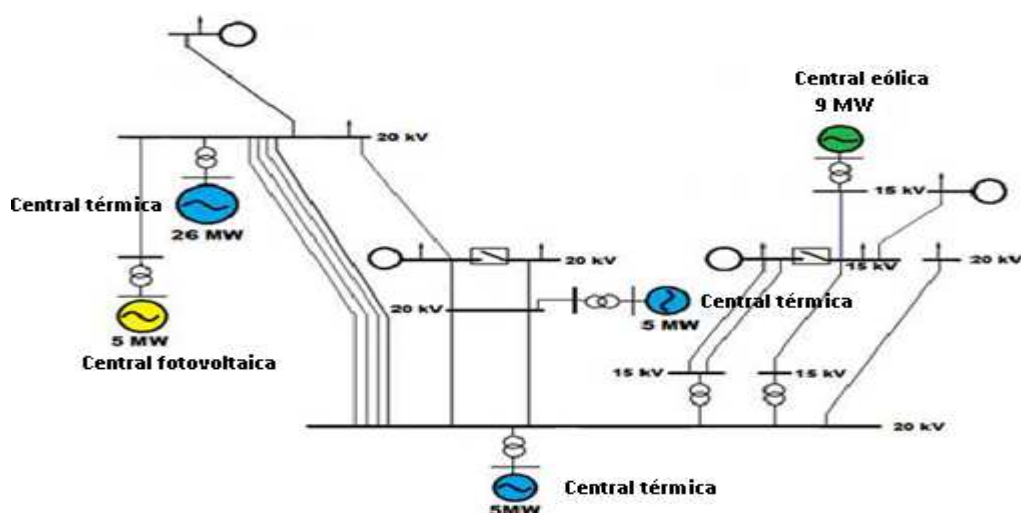


Figura 3.5 Representação esquemática do SEP de Praia (ELECTRA, 2011)

Figura 3.6 Representação esquemática do diagrama unifilar de média tensão do sep da Praia (ELECTRA, 2011).



3.2.1.2 Micro-centrais elétricas

Ao contrário do que se verifica nos centros urbanos, que são abastecidos por grandes centrais elétricas, as povoações do meio rural são abastecidas por micro-centrais. A disponibilidade de eletricidade é assegurada, apenas durante algumas horas do dia, de acordo com as necessidades dos habitantes (em geral 5 horas por dia). A intermitência da disponibilidade de eletricidade leva a que, para além das limitações inerentes a este tipo de regime de operação, as populações abastecidas, através deste tipo de centrais, não disponham de equipamentos essenciais à conservação de alimentos, tais como, frigoríficos ou arcas congeladoras. A Tabela 3. 2 apresenta as distribuições, por ilha, das micro-centrais produtoras de energia elétrica.

Tabela 3. 2 Características técnicas das micro-centrais elétricas (ELECTRA, 2011)

ILHA	MICRO - CENTRAL localização	Designação	Ano ent. em func.	Cons. Espec. (g/kWh)	Combustível	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Horas ao serviço /dia
SANTO ANTÃO	Ribeira Fria N 17° 03,038' W 25° 09,372'	CM.SA.RF.GI	2003	400l/mês	Gasóleo	PRAMAC	2002	27,5	2,5
	Ribeira dos Bodes N 17° 02,833' W 25° 10,497'	CM.SA.RB.GI	2003	451 l/mês	Gasóleo	SPARK	1994	59	4,5
	Chã de Matos N 16° 59,631' W 25° 09,136'	CM.SA.CM.GI	2004	201 l/mês	Gasóleo	LISTER PETTER	1999	25	4
	Chã do Norte N 17° 06,568' W 25° 15,847'	CM.SA.CN.GI	2008	501 l/mês	Gasóleo	GRUPEL	-	60	5
	Tarrafal N 16° 57,523' W 25° 18,590'	CM.SA.TR.GI CM.SA.TR.GII	- -	75 l/dia 75 l/dia	Gasóleo Gasóleo	MECC ALTE SPA -	2001 2007	105 100	6
	Monte Trigo N 17° 01,318' W 25° 19,945'	CM.SA.MT.GI	-	401 l/mês	Gasóleo	GRUPEL	-	20	5
	Lagoa N 17° 05,386' W 25° 07,779'	CM.SA.LG.GI	-	451 l/mês	Gasóleo	-	1983	63	4
	Lombo Figueira 17° 06,004' N 25° 03' 03,015' W	CM.SA.LF.GI	2007	401 l/mês	Gasóleo	STAMFORD	-	42,5	7
	Dominguinhas N 17° 05,605' W 25° 12,501'	CM.SA.DM.GI	2008	-	Gasóleo	DEUTZ STAMFORD	/ -	27,5	5

Diagnóstico do setor de eletricidade

ILHA	MICRO - CENTRAL localização	Designação	Ano ent. em func.	Cons. Espec.	Combustível	Marca do Grupo	Ano fabrico	Potência (kVA)	Horas ao serviço /dia
TOTAL SA								530	
SANTIAGO	Rincón								
	N 15° 03,011'	CM.ST.RC.GXVI	-	1000 l/semana	Gasóleo	EUGOGER	-	207	-
	W 23° 45,014'								
TOTAL ST Int								207	
FOGO	CM Mosteiros								
	N 15° 02,112'	CM.FG.MT.GI	-	500 l/mês	Gasóleo	STAMFORD	-	78	10
	W 24° 22,857'								
	CM Ponta Verde	CM.FG.PV.GI	-	260	Gasóleo	CAMPAGNIA TECNICA MOTOR	2005	250	
	N 14° 58,893'	CM.FG.PV.GII	-	260	Gasóleo	LEROY SOMER	-	660	16
	W 24° 27,565'	CM.FG.PV.GIII	-	260	Gasóleo	LEROY SOMER	1988	690	
TOTAL FOGO								1678	
BOAVISTA	CM Bofareira								
	N 16° 11,108'	CM.BV.BF.GI	1995	1600 l/mês	Gasóleo	ATLAS COPCO	2003	39,8	11,5
	W 22° 49,394'								
	Povoação Velha								
	N 16° 02,141'	CM.BV.PV.GI	2002	-	Gasóleo	PERKINS	2002	100	11,5
	W 22° 55,036'								
SÃO NICOLAU	Fundo de Figueiras	CM.BV.FF.GI	2010	1600 l/mês	Gasóleo	CATERPILLAR	1999	275	
	N 16° 08,310'	CM.BV.FF.GII	-	-	Gasóleo	ZWART THECNIEC	1987	140	24
	W 22° 43,576'	CM.BV.FF.GIII	-	-	Gasóleo	VENDYSSEL	195	76	
	Morro Brás								
	N 16° 38,105'	CM.SN.MB.GI	2005	249	Gasóleo	PERKINS	2005	50	6
SÃO NICOLAU	W 24° 11,700'								
	Juncalinho								
	N 16° 36,714'	CM.SN.JC.GI	2010	243	Gasóleo	PERKINS	2008	100	6
	W 24° 07,725'								

A potência instalada das micro-centrais, é de 1276.64 kW, representando à volta de 1 % do total instalado.

3.2.1.3 Parques eólicos

A partir de 2010, o investimento na energia eólica teve um forte dinamismo. Assim, foram instalados 5 parques eólicos nas ilhas de Santiago, S.Vicente, Sal, Boavista e Santo Antão, com uma potência instalada total de 26,5 MW. Na Tabela 3. 3 apresentam-se os parques eólicos, por ilha, com as respectivas características.

Tabela 3. 3 Características dos projetos eólicos instalados (ELECTRA, 2011)

Ilha	Potência (MW)	Tipo de Turbina	Nº de Turbinas	Localização
Santiago	9,35	Vestas - V-52	11	Monte São Filipe
São Vicente	5,95	Vestas - V-52	7	Monte Flamengo
Sal	7,65	Vestas - V-52	9	Lagedo
Boavista	2,55	Vestas - V-52	3	Extremo Nordeste da ilha
Santo Antão	1		4	Pontinha da Janela

Estes projetos resultaram de uma PPP⁴ entre três instituições (ELECTRA, INFRACO e Governo de Cabo Verde), com exceção do projeto da ilha de Santo Antão, prevendo-se uma produção anual de 80 a 110 GWh/ano, correspondentes a cerca de 25 % da produção total de eletricidade prevista para o período entre 2011-2015. Esta produção traduziu-se numa poupança anual de 20 mil toneladas de combustível, representando, assim, uma diminuição de, aproximadamente, 12 milhões de euros anuais na balança comercial. Estima-se, ainda, que estes projetos permitirão uma redução superior a 20 mil toneladas de CO₂ por ano (ELECTRA E. e., 2011).

A exploração destes parques eólicos terá por base um acordo comercial de longo prazo, vigorando uma tarifa *feed-in*⁵, com uma cláusula *take or pay*⁶ sempre que a rede não disponha de capacidade para absorver a totalidade da produção eólica.

⁴ PPP- Parceria Público Privado

⁵ Uma tarifa Feed-in é uma estrutura para incentivar a adoção de energias renováveis através de legislações. Neste sistema, as concessionárias regionais e nacionais são obrigadas a comprar eletricidade renovável em valores acima do mercado estabelecidos pelo governo.

⁶ Contrato com Obrigação de Aquisição (Take or Pay Contrat) - Contrato que prevê a obrigação de adquirir uma quantidade mínima de petróleo ou de gás natural (ou de qualquer outra forma de energia) por um preço fixado ou de efetuar um pagamento mesmo que certas quantidades não tenham sido adquiridas.

3.2.1.4 Parques solares

Durante o ano de 2010 foram construídos dois parques solares fotovoltaicos nas ilhas de Santiago e Sal, com um *backup* térmico (*fuel*).

Estes projetos foram desenvolvidos pelo Governo de Cabo Verde e financiados pela linha de crédito do Estado Português para as Energias Renováveis, sendo a exploração das instalações da responsabilidade da ELECTRA.

Central fotovoltaica da Ilha de Santiago

O projeto da central solar fotovoltaica da ilha de Santiago, concluído em 2 de Novembro de 2010, tem uma potência instalada de 5 MWp, situa-se junto à central elétrica do Palmarejo e ocupa uma área de 12 hectares. Como *backup* térmico, foram instalados, dentro dos limites da central do Palmarejo, três grupos *fuel*, marca MAN, com uma potência nominal de 1.635 kW. A instalação fotovoltaica é composta por 21.696 painéis solares fotovoltaicos, estando prevista uma produção anual de cerca de 8.120 MWh o que equivale a 1624 h de utilização (solutions, 2011).



Figura 3. 7 Localização e implementação da central solar fotovoltaica de Santiago (ELECTRA, 2011)

Na Figura 3. 7 Localização e implementação da central solar fotovoltaica de Santiago Figura 3. 7 apresenta-se a localização da central solar fotovoltaica de Santiago, que fica na parte ocidental da ilha. A esquerda apresenta-se a implantação através da imagem de satélite do *google earth* e a direita a implantação da central fotovoltaica vista em planta (faixa azulada).

Central fotovoltaica da Ilha do Sal

O projeto da Central Solar Fotovoltaica da ilha do Sal, concluído em 1 de Outubro de 2010, tem uma potência instalada de 2,5 MWp (correspondente à primeira fase) e ocupa uma área de 10 hectares. Como *backup* térmico, foram instalados, dentro dos limites da central da Palmeira, três grupos *Fuel*, marca MAN, com uma potência nominal de 1,635 kW. A instalação fotovoltaica é composta por 11.016 painéis solares fotovoltaicos, estando prevista uma

produção anual de cerca de 3.960 MWh o que equivale a 1624 h de utilização (solutions, 2011).

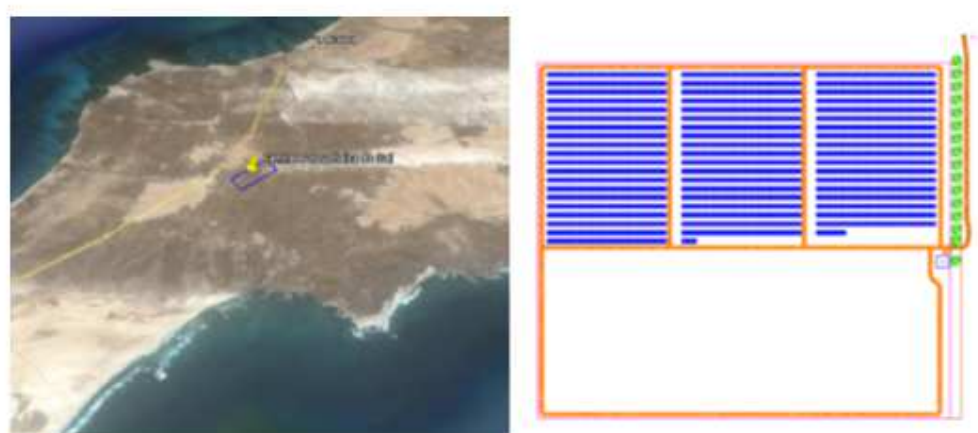


Figura 3. 8 Localização e implantação (ELECTRA, 2011)

Na Figura 3. 8 apresenta-se a localização da central solar fotovoltaica de Santiago, que fica na parte ocidental da ilha. A esquerda apresenta-se a implantação através da imagem de satélite do *google earth* e a direita a ampliação da implantação da central fotovoltaica vista em planta (faixa azulada).

3.2.2 Custos e tarifas

O aumento dos custos de produção e a redução das receitas limitam a capacidade de investimento da ELECTRA na rede elétrica e na geração de energia, originando apagões frequentes e aumentando, exponencialmente, os custos de operação, criando-se uma espiral negativa e insustentável. O estabelecimento das tarifas encontra-se intrinsecamente associado ao custo de geração de energia, custo esse que, dada à composição do parque electroprodutor de Cabo Verde, depende, preponderantemente, do custo dos combustíveis consumidos para a geração de energia.

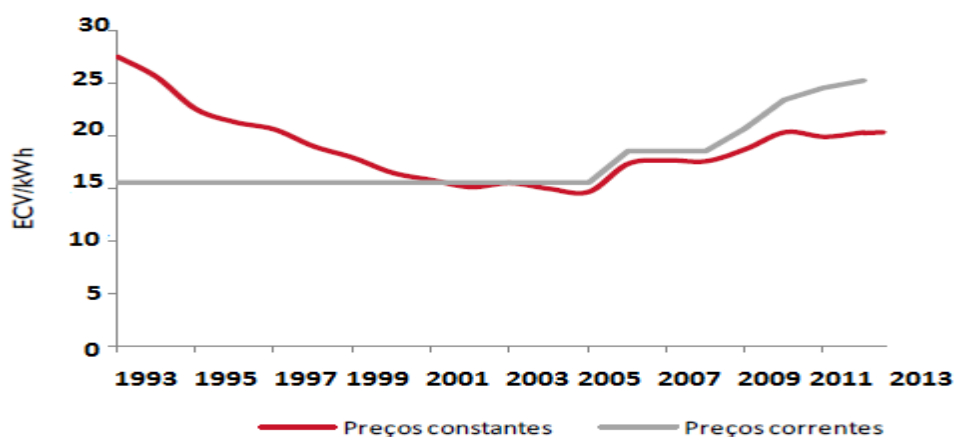


Figura 3. 9 Evolução da tarifa de eletricidade ente 1993 e 2020 (Agência de Regulação Económica, 2011)

Com base nos dados publicados pela Agência de Regulação Económica (ARE), a evolução da tarifa, no período compreendido entre os anos 1993 e 2003 a preços constantes e preços correntes, registou uma tendência correspondente à apresentada na Figura 3. 9.

De modo a reflectir o aumento do preço dos combustíveis na geração de energia, a ARE aumentou, em cerca de 30 %, a tarifa da eletricidade entre 2008 e 2011. No entanto, no mesmo período, as perdas de energia aumentaram substancialmente (tendo passado de 17 %, em 2008, para 26 % em 2011), devidas a razões técnicas e não técnicas (Agência de Regulação Económica, 2011).

Aos consumidores com acesso à eletricidade, proveniente de micro-centrais, é cobrada uma taxa fixa mensal (avença) no valor de 300 ECV, (cerca de 2,72 euros), não existindo qualquer tipo de limitação ou contagem dos consumos (salvo raras excepções). Este tipo de sistema, além de precário, representa um custo avultado para os Municípios, tendo em conta a reduzida taxa cobrada aos consumidores relativamente aos custos de operação e manutenção (Agência de Regulação Económica, 2011).

As tarifas de eletricidade praticadas em Cabo Verde, devido à dependência de combustíveis fósseis, registam valores bastantes superiores à média de países como Portugal, Senegal, Costa do Marfim, Camarões, Gana, Guiné-Bissau e Nigéria Figura 3.10. Na mesma figura são apresentados os custos estimados⁷ de geração de eletricidade, para as ilhas mais populosas, onde se evidencia a relevância da parcela relativa aos combustíveis utilizados no custo global da geração e as restantes parcelas associadas ao investimento em equipamentos, perdas técnicas e consumos dos serviços auxiliares.

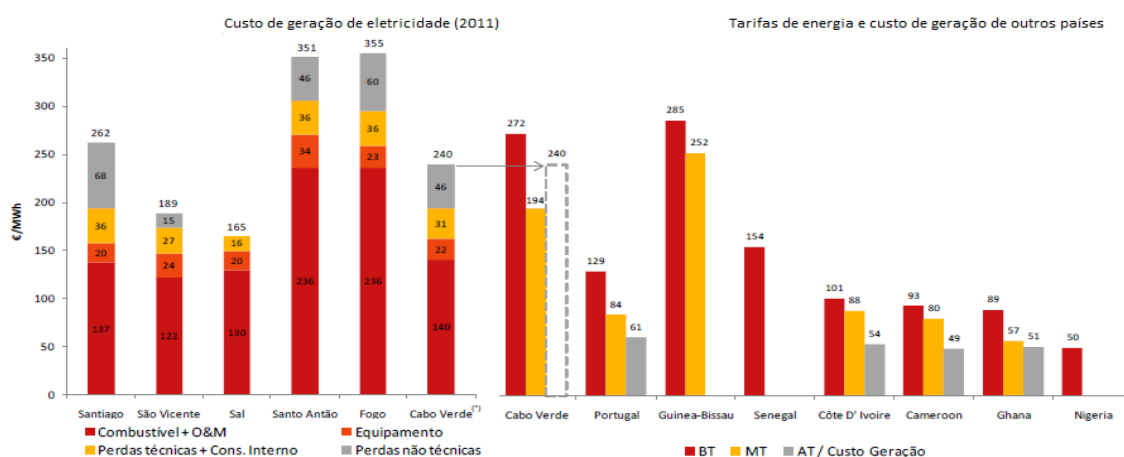


Figura 3.10 Comparação dos custos de geração em Cabo Verde com as tarifas praticadas em Portugal e em vários países africanos

⁷ Os valores dos custos de geração no Arquipélago foram estimados considerando um custo actual dos combustíveis, *fuelóleo* (380) e *gasóleo* de, respectivamente, 55 ECV/kg e 89 ECV/l o que corresponde, aproximadamente, à média de 2011 e assumindo uma taxa de crescimento destes custos de 2% por ano. O custo do equipamento foi definido com base nos valores correntes de mercado.

Através da análise dos custos de geração do sistema, é possível diferenciar dois grupos de ilhas: as de Santiago, São Vicente e Sal que evidenciam custos de geração (designadamente, equipamento, combustível, operação e manutenção) bastante semelhantes entre si e que se prendem com a circunstância do parque electroprodutor destas ilhas serem constituídos, maioritariamente, por geradores alimentados por fuelóleo, e as de Santo Antão e Fogo, cujo parque electroprodutor é baseado em geradores a gásóleo com custos de geração mais elevados.

Considerando o incremento correspondente ao consumo interno e às perdas, obtém-se um custo de, aproximadamente, 240 €/MWh para o custo de geração de energia em Cabo Verde (solutions, 2011).

Importa salientar a contribuição relevante das perdas não técnicas (roubos e perdas comerciais), que representa 46€/MWh.

Ainda na Figura 3.10 apresenta-se a análise comparativa entre os custos de geração e as tarifas⁸ praticadas nos diferentes níveis de tensão nos países tomados como referência⁹. Esta análise evidencia o facto de Cabo Verde praticar tarifas bastante elevadas, mas que, ainda assim, são insuficientes (MT) para suportar os custos de geração.

Constituindo as elevadas tarifas uma condicionante ao desenvolvimento sócioeconómico do país, é de suma importância a redução, substancial, dos custos de geração de energia.

Embora a insularidade dos vários sistemas possa justificar um custo acrescido, em particular no valor dos combustíveis, para a redução do custo de geração de energia no Arquipélago há que providenciar as seguintes medidas:

- Alteração da composição do parque electroprodutor, investindo em tecnologias renováveis com custos de exploração reduzidos;
- Identificação e eliminação das perdas não técnicas responsáveis pelo agravamento do custo de geração de energia no Arquipélago.

Analisando os investimentos no equipamento do parque electroprodutor nos últimos anos, por tipo de tecnologia e combustível, verifica-se, de acordo com a Figura 3.11, uma clara aposta no recurso a grupos geradores alimentados a fuelóleo, obtendo um custo de geração bastante inferior, dado que o custo do *fuel* é, substancialmente, inferior ao do gásóleo.

⁸ Para a tarifa de BT praticada em Cabo Verde, considerou-se a tarifa referente a consumos superiores a 60 kWh (29,94 ECV/kWh) e, para média tensão (MT), considerou-se apenas a componente variável (21,40 ECV/kWh), ambas as tarifas publicadas pela Agência de Regulação Económica (Agência de Regulação Económica, 2011)

⁹ Dada a escassez de dados relativos ao custo de geração considerou-se, em alguns casos, a tarifa praticada para alta ou muito alta tensão (AT) como uma aproximação do custo de geração (por excesso) que, em geral, não difere em grande medida dos custos de geração.

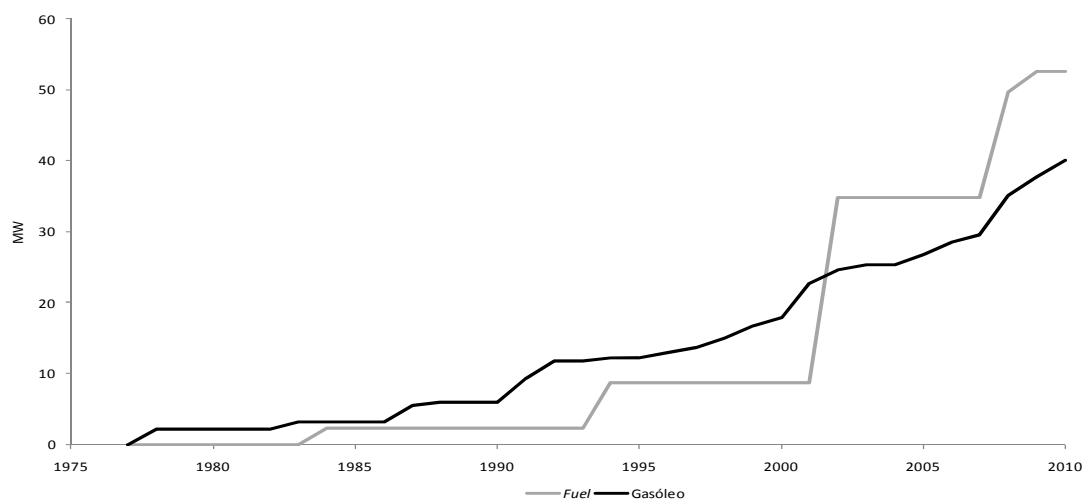


Figura 3.11 Investimentos realizados no equipamento do Parque Electroprodutor (ELECTRA, 2011)

3.3 Estudo da evolução da procura

3.3.1 Situação actual

As estimativas efectuadas baseiam-se em análises detalhadas da evolução da procura de energia elétrica em Cabo Verde, cujo comportamento revela irregularidade por setor e por ilha.

Nos últimos 10 anos, o consumo de energia elétrica total do arquipélago de Cabo Verde registou um crescimento médio superior a 8 %, atingindo, em 2011, os 302 GWh (ELECTRA, 2011).

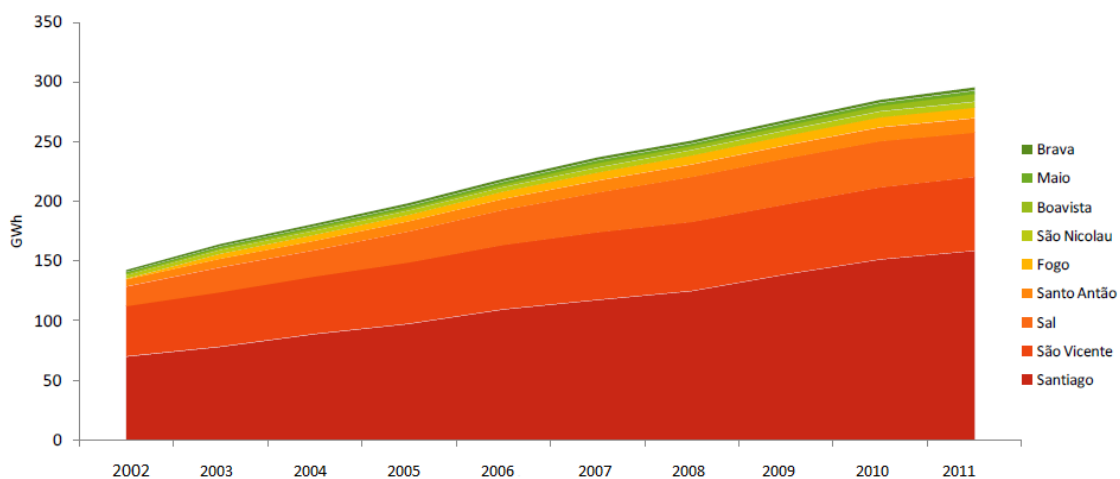


Figura 3.12 Evolução histórica do consumo das ilhas por setor (ELECTRA, 2011)

A Figura 3.12, baseada no estudo detalhado dos balanços produção/consumo de energia elétrica por setor e por ilha, permite obter uma visão global do consumo total de energia pelos vários setores.

Diagnóstico do setor de eletricidade

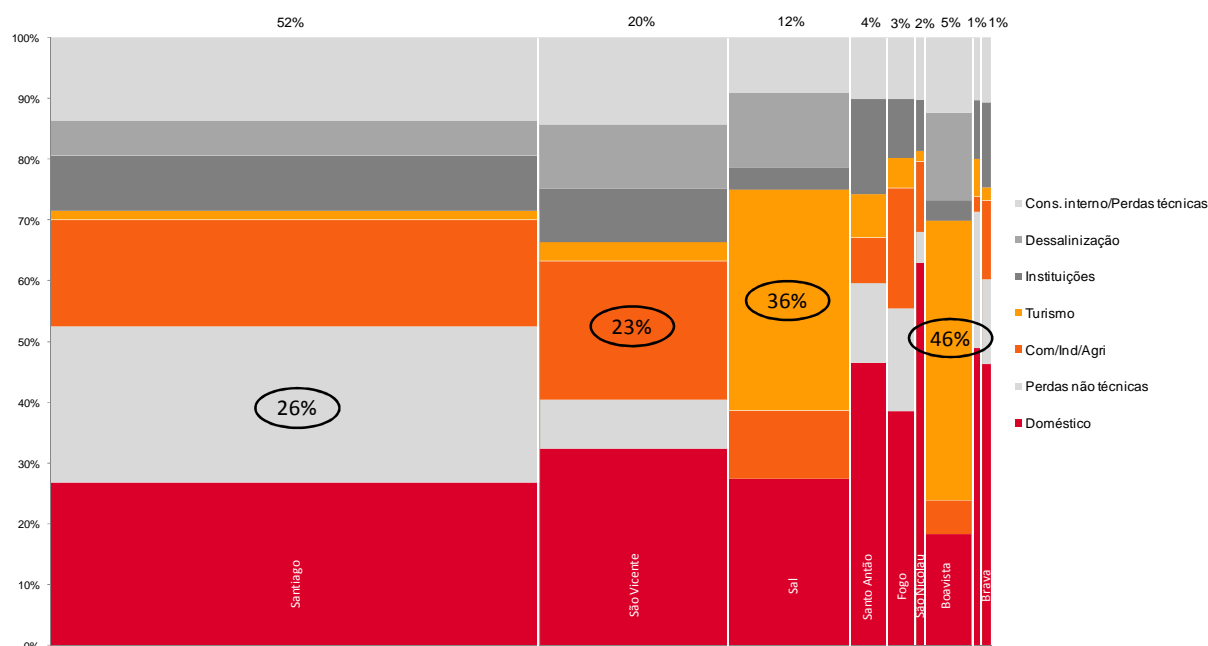


Figura 3.13 Repartição da procura de energia elétrica por setor e por ilha (ELECTRA, 2011)

Da análise da Figura 3.13, torna-se evidente o peso das principais ilhas - Sal, São Vicente e Santiago, no que respeita ao consumo de energia elétrica, sendo que a ilha de Santiago representou, em 2011, cerca de 50 % do consumo total das ilhas em análise. É, igualmente, notório que as ilhas apresentam perfis de consumo bem distintos. Cumpre referir que a ilha da Boavista apresenta já um consumo assinalável, sendo evidente que o setor do turismo representa quase metade do consumo total da ilha, no referido ano.

A Figura 3.13 é, ainda, bastante elucidativa no que se refere ao peso das perdas não técnicas de energia. Tomando como exemplo a ilha de Santiago, estas perdas representam cerca de 25 % o que, em conjunto com o setor doméstico, constitui mais de 50 % do consumo total. Isto representa um fator negativo quer do ponto de vista da oneração do custo de energia gerada quer do ponto de vista das receitas cobradas.

3.3.2 Evolução da procura por ilha

De forma a definir diferentes comportamentos de crescimento da procura de energia elétrica, para as diferentes ilhas, foram analisados três cenários:

- Cenário Intermédio, que pressupõe uma abordagem BAU, ou seja, suportada por previsões demográficas, macroeconómicas e setoriais, mantendo as tendências dos últimos anos.
- Cenário de eficiência energética, arquitectado na base do cenário intermédio mas prevendo a implementação de medidas de eficiência energética nos vários setores, moderando o crescimento da procura.
- Cenário agressivo, no qual se considerou que a taxa de crescimento anual da procura total da ilha, registada no período 2002-2011, permanecerá constante ao longo dos anos seguintes, ou seja, um cenário de crescimento da procura mais ambicioso.

Diagnóstico do setor de eletricidade

Para o caso particular da evolução da procura na ilha de Santiago, para os anos 2012, 2015 e 2020, considerou-se dois sistemas independentes: o sistema Praia e o sistema Interior. O sistema Praia contempla os concelhos de São Lourenço dos Órgãos, Praia, Ribeira Grande de Santiago, São Domingos, São Miguel e Santa Cruz. O sistema Interior abarca os restantes concelhos, ou seja, Tarrafal, Santa Catarina e São Salvador do Mundo.

A Figura 3.14 a Figura 3.23 indicam a evolução da procura ponta e vazio, por ilha, tendo por base a evolução histórica de 2002 a 2011 e a tendência de evolução até o ano de 2020, para os diferentes cenários considerados, de acordo com os pressupostos atrás enunciados.

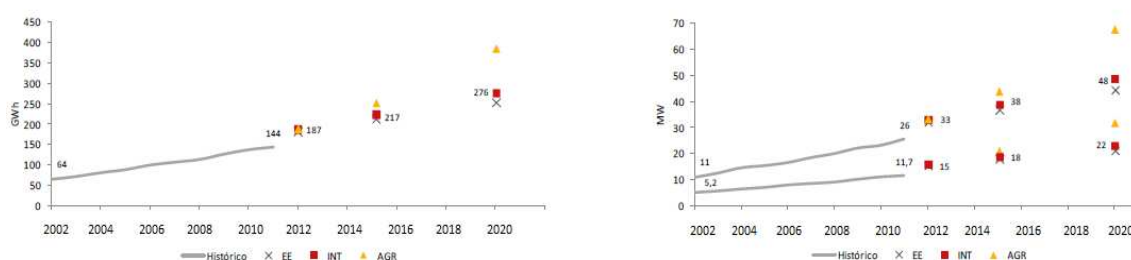


Figura 3.14 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Praia Santiago).

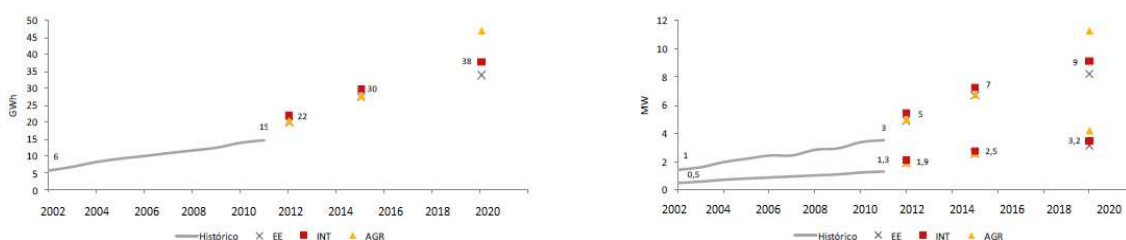


Figura 3.15 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Interior Santiago).

Diagnóstico do setor de eletricidade

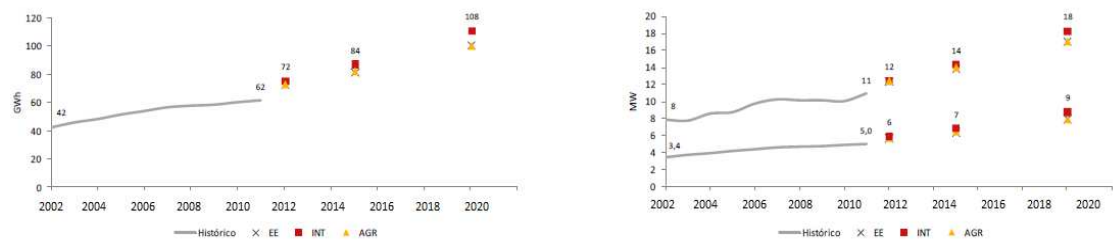


Figura 3.16 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Vicente)

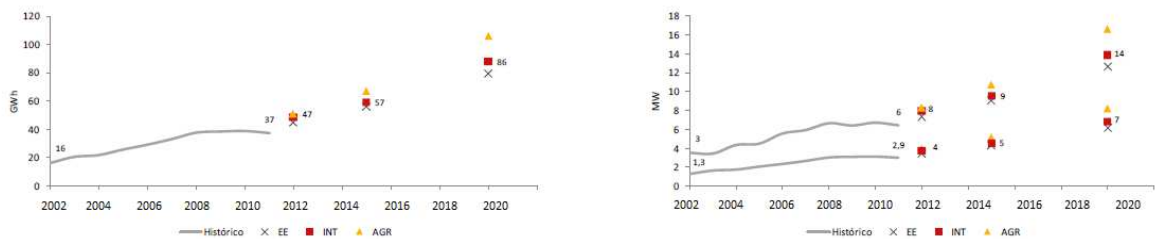


Figura 3.17 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Sal).

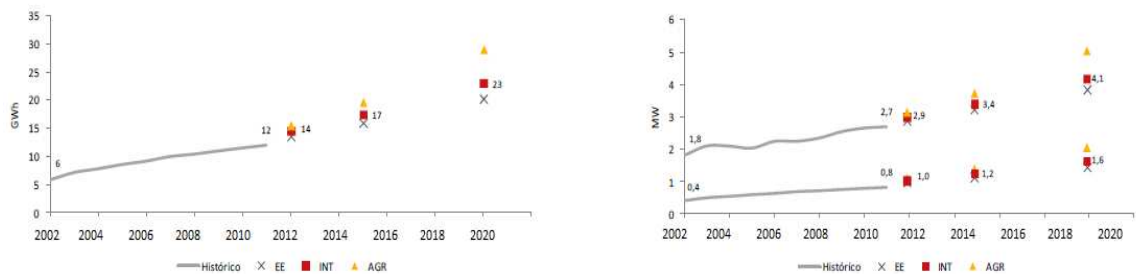


Figura 3.18 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Santo Antão).

Diagnóstico do setor de eletricidade

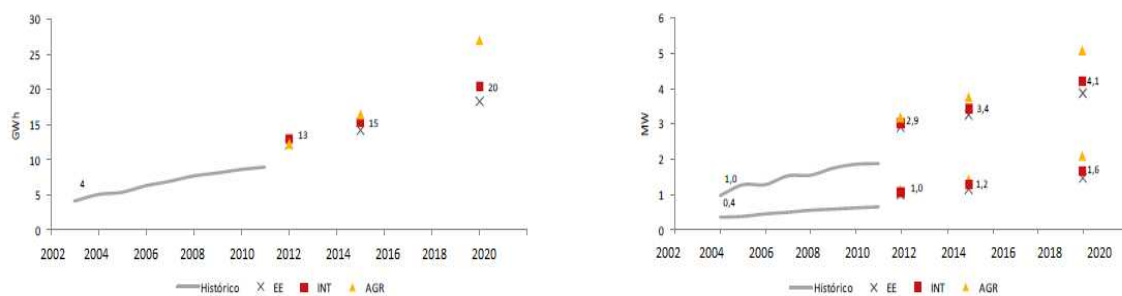


Figura 3.19 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Fogo)

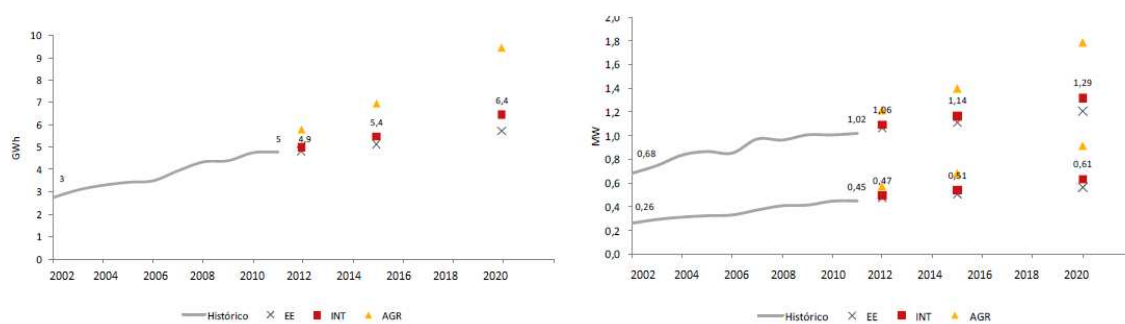


Figura 3.20 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (São Nicolau).

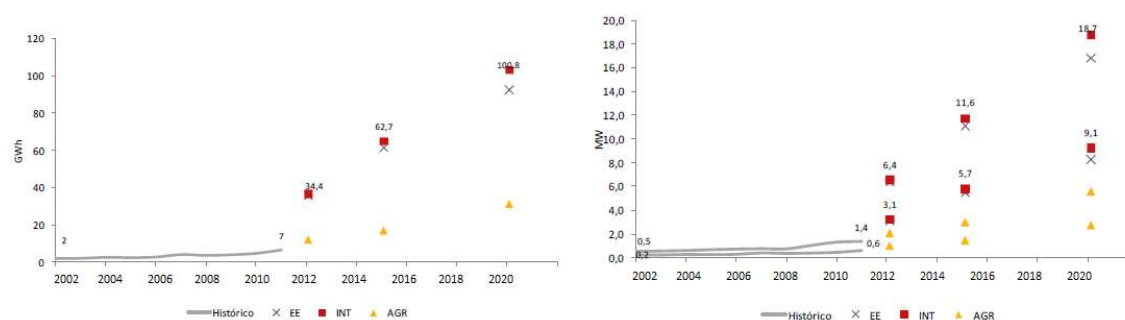


Figura 3.21 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Boavista).

Diagnóstico do setor de eletricidade

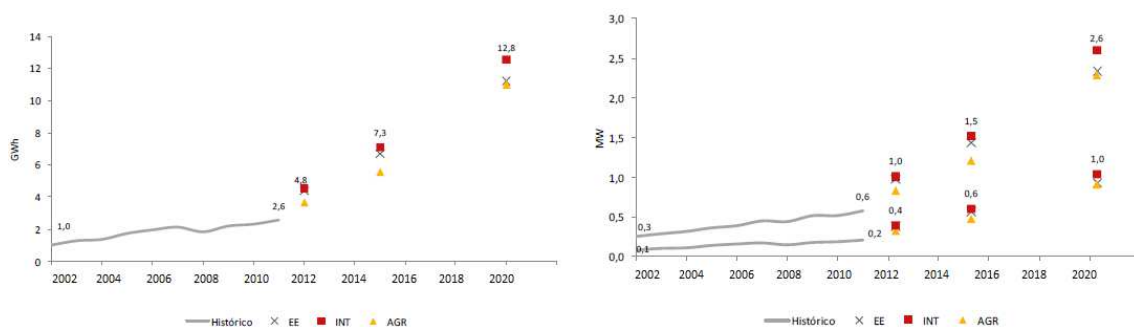


Figura 3.22 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Maio).

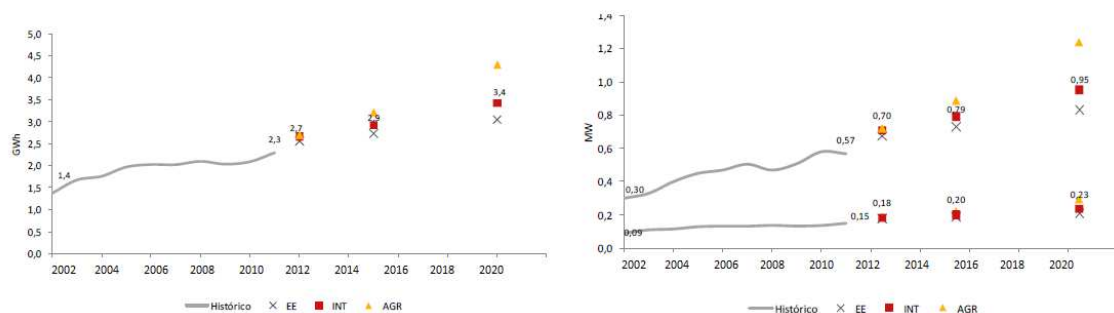


Figura 3.23 Evolução da procura, ponta e vazio para os cenários estudados (Brava)

Na Tabela 3.4 é elaborada uma análise, síntese dos dados apresentados nas Figuras 3.14 a 3.23 com os critérios já descritos no ponto 3.3.2.

Tabela 3.4 Cenários de produção por ilha

Produção por ilha (MWh)	2011	Conservador			Intermédio			Agressivo		
		2012	2015	2020	2012	2015	2020	2012	2015	2020
Santiago	158.480	199.433	228.656	272.981	208.708	247.222	313.310	208.153	273.448	431.079
São Vicente	61.635	70.670	79.462	95.611	72.199	84.044	107.659	69.781	79.004	97.164
Sal	37.429	42.896	53.119	75.405	47.150	57.489	86.321	49.500	65.462	104.306
Santo Antão	11.992	13.120	15.712	20.122	14.172	17.148	22.717	15.219	19.314	28.732
Fogo	8.983	12.019	14.091	18.050	12.754	15.125	20.197	12.100	16.299	26.779
São Nicolau	4.774	4.775	5.081	5.681	4.946	5.423	6.407	5.744	6.911	9.407
Boavista	13.916	34.878	58.438	87.440	35.818	61.861	97.560	24.084	41.680	103.974
Maio	2.579	4.590	6.883	11.427	4.750	7.311	12.768	4.463	7.724	19.269
Brava	2.296	2.581	2.755	3.067	2.685	2.947	3.445	2.727	3.240	4.318
Total	302.083	384.963	464.196	589.784	403.183	498.569	670.384	391.771	513.083	825.027

Analisando o cenário intermédio, para todas as ilhas, de acordo com os dados constantes nos diferentes graficos, verificam-se três tendências de crescimento, uma mais moderada, uma intermédia e outra mais agressiva. As ilhas de São Nicolau e Brava vêem o seu crescimento evoluir com uma TCMA entre 3 e os 4 %, enquanto as ilhas de Boavista e Maio crescem a um ritmo maior, com uma taxa na ordem dos 19 % e 16 % respectivamente, fruto do

desenvolvimento económico que o setor do turismo irá experimentar. Por último, temos as restantes ilhas, onde se observa um crescimento moderado, com taxas entre 6 e os 7 %.

As projecções para a evolução da ponta e vazio, tendo por base a evolução histórica de 2002 a 2011 e a tendência de evolução até o ano de 2020, para os diferentes cenários considerados, registam um crescimento médio anual idêntico à evolução da procura. Na Tabela 3.5 é apresentada a projecção da evolução ponta e vazio considerando o cenário intermédio.

Tabela 3.5 Projecção da evolução da ponta e vazio por ilha

Ilha	2012		2015		2020	
	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Ponta (kW)	Vazio (kW)	Ponta (kW)	Vazio (kW)
Santiago	37.697	17.100	44.901	20.268	56.948	25.687
São Vicente	12.416	5.862	14.371	6.824	18.267	8.741
Sal	7.923	3.704	9.494	4.516	13.876	6.782
Santo Antão	2.949	991	3.360	1.199	4.128	1.589
Fogo	2.713	941	3.218	1.116	4.299	1.490
São Nicolau	1.064	467	1.138	512	1.292	605
Boavista	6.703	3.243	11.495	5.601	18.063	8.834
Maio	997	382	1.507	587	2.593	1.026
Brava	701	178	786	196	948	229

3.3.3 Evolução do consumo por setor

A consolidação do consumo da energia elétrica em Cabo Verde é apresentada na Figura 3.24 nela apresenta-se no eixo das abcissas a energia em GWh e no eixo das ordenadas os diferentes tipos de consumo por setor, em percentagem e totalizados. Apresentam-se os dados históricos consolidados de 2002 a 2011, por setor, e as tendências de evolução da procura abrangendo os anos de 2011 a 2020, de acordo com os pressupostos do cenário intermédio.

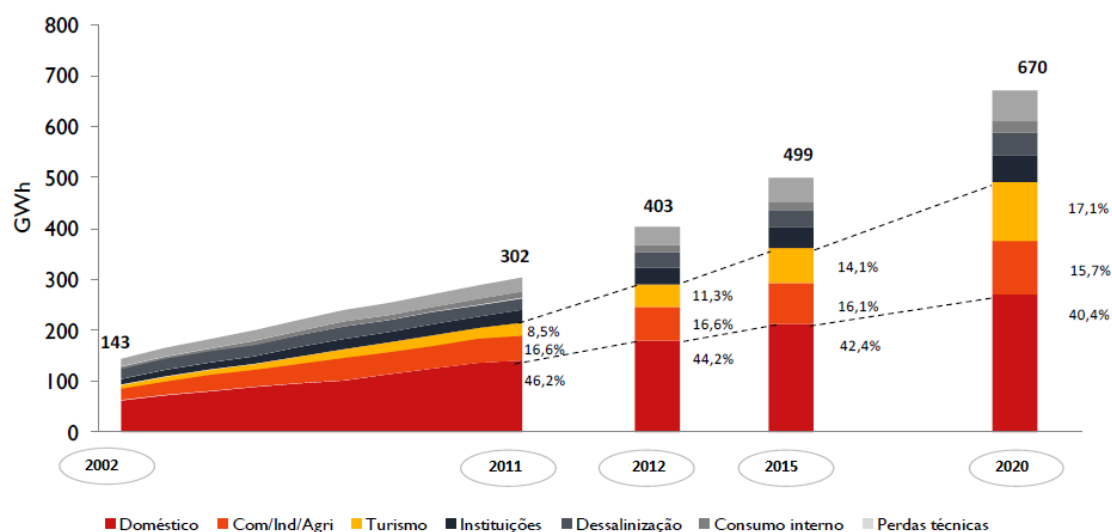


Figura 3.24 Consolidação do consumo por setor de acordo com o cenário intermédio (ilhas em estudo) (ELECTRA, 2011)

Na Tabela 3. 6 apresenta-se o quadro da evolução do consumo de 2011 a 2020. A TCMA é de 7,5 %, inferior aos 8,7 % registados entre 2002 e 2011.

Tabela 3. 6 Evolução da procura de 2011 a 2020

Anos	Consumo de Energia	TCMA
2011	302 GWh	7,50%
2012	403 GWh	
2015	499 GWh	
2020	670 GWh	

Procedendo a uma análise setorial, constata-se que o setor doméstico apresenta uma ligeira redução no seu peso, face ao consumo total, passando de 46,2 %, em 2011, para 40,4 %, em 2020. O total dos setores Comércio/Indústria/Agricultura e Turismo, durante o período compreendido entre 2011 e 2020, regista um aumento do seu peso, relativamente ao total, devido, essencialmente, ao desenvolvimento económico do país.

De um modo geral, prevê-se um ligeiro abrandamento na evolução da procura, na maioria dos setores considerados, conforme é sintetizado na Tabela 3. 7.

Tabela 3. 7 Comparação da TCMA setorial (2002-11 vs 2011-20) (ELECTRA, 2011)

Setor	TCMA 2002-2011	TCMA 2011-2020
Doméstico	10%	6%
Comércio/Indústria/Agricultura	8%	7%
Turismo	17%	15%
Instituições	10%	7%
Dessalinização	0%	6%
Consumo interno	12%	6%
Perdas técnicas	8%	7%

Da análise da Tabela 3. 7 destacam-se os seguintes aspectos:

- A previsão moderada para o crescimento da procura do setor doméstico pode ser justificada pelo reduzido crescimento da população com acesso a eletricidade, à medida que se atingem taxas de cobertura próximas dos 100 %. Não obstante a previsão do aumento do consumo *per capita*, este não será suficiente para se atingirem níveis de crescimento semelhantes aos que foram registados no passado, devido ao incremento das taxas de cobertura da rede. No entanto, este setor continuará a representar mais de 40 % da procura total.
- Prevê-se uma atenuação do crescimento, em especial no setor turístico, sendo, contudo, expectável que o consumo deste setor continue a registar o ritmo mais elevado comparativamente aos restantes.
- Por último, há a destacar o crescimento da procura referente à dessalinização, depois de uma quase estagnação registada entre 2002 e 2011 (atribuído ao investimento na melhoria da eficiência dos equipamentos associados ao processo de dessalinização nos últimos anos). Prevê-se que as necessidades de água, de forma a responder ao desenvolvimento económico e ao aumento das taxas de cobertura da rede de abastecimento, conduzam a um aumento da sua produção, sendo, por isso, de esperar que a tendência se altere, assistindo-se ao aumento significativo do consumo de eletricidade neste setor.

3.3.4 Evolução do consumo agregado em Cabo Verde

Na Figura 3.25, apresenta-se a evolução histórica da procura agregada de energia elétrica do arquipélago de Cabo Verde, bem como as previsões para os anos 2012, 2015 e 2020 segundo os três cenários definidos e explicados anteriormente.

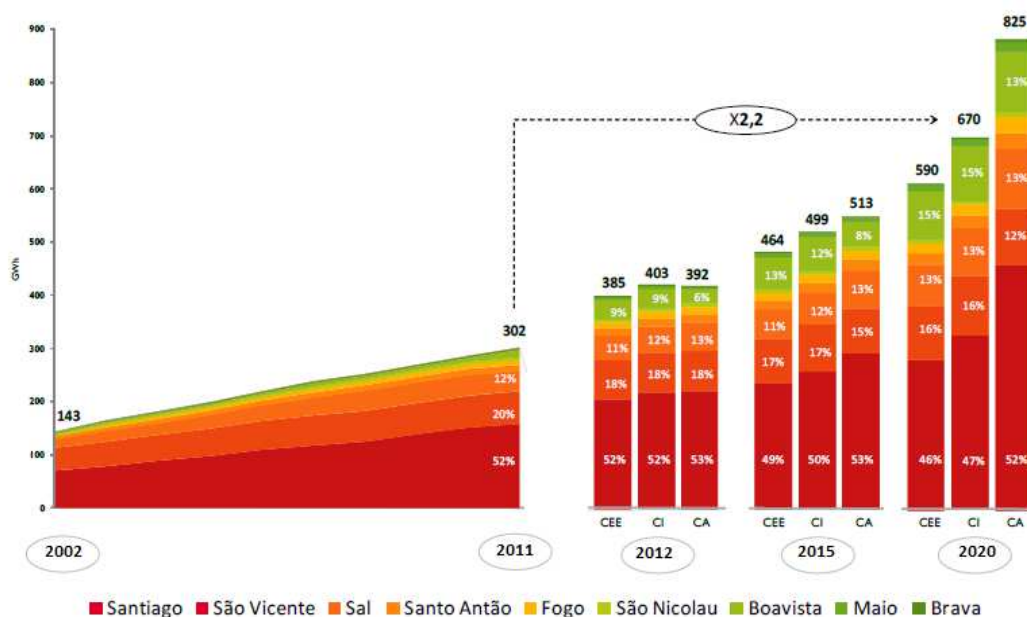


Figura 3.25 Consolidação da procura (ELECTRA, 2011)

O consumo de eletricidade em Cabo Verde cresceu a uma taxa anual média de 8,7 % entre 2002 e 2011, ficando parte significativa desse crescimento a dever-se ao esforço de electrificação que tem vindo a ser desenvolvido pelo Governo. A taxa de cobertura territorial da rede elétrica é, actualmente, de 95 %.

Prevê-se que as três principais ilhas continuem a registar consumos muito superiores às restantes ilhas, em especial no que diz respeito à ilha de Santiago que, em 2020, representará cerca de 54 % do consumo total de Cabo Verde. De salientar a categórica evolução da ilha da Boavista, que verá o seu peso aumentar de 5 % para 13 % da procura total do arquipélago, igualando, assim, a ilha do Sal em 2020.

Da análise do gráfico anterior, constata-se que, de acordo com o Cenário Intermédio, e à semelhança do que se registou entre 2002 e 2011, o consumo duplica, evoluindo dos 302 GWh (2011) para 670 GWh (2020).

3.3.5 Comparação com outros países

Nesta secção apresenta-se um estudo que visa enquadrar o arquipélago de Cabo Verde no conjunto dos países da África Subsaariana, no que concerne à evolução do consumo de eletricidade face ao desenvolvimento económico.

Na Figura 3.26 apresenta-se, para o arquipélago de Cabo Verde, a evolução histórica da relação entre o consumo *per capita* e o PIB *per capita*. Para os restantes países identificados, a informação refere-se, maioritariamente, ao ano 2011. Com este gráfico pretende-se validar as estimativas de evolução do consumo, referenciadas no ponto 3.3.4, e permitir uma análise comparativa com os outros países.

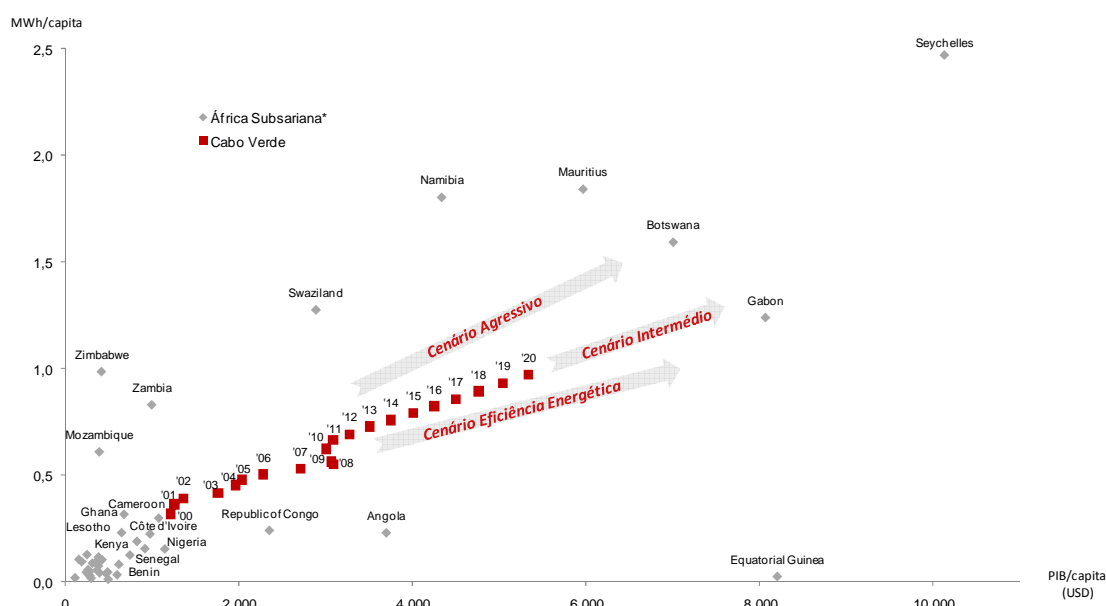


Figura 3.26 Relação entre desenvolvimento económico e procura de energia elétrica (* excepto África do Sul)
(ELECTRA, 2011)

A evolução histórica de Cabo Verde assemelha-se à que se regista em países cujo desenvolvimento económico assenta, essencialmente, no setor terciário, ou seja, actividades com um consumo energético associado moderado. Isto significa que, por cada unidade de riqueza gerada, o incremento no consumo elétrico é reduzido.

O setor do turismo tem tido uma influência importante no desenvolvimento económico do País, o que justifica a tendência de crescimento apresentada no gráfico. Em economias em que a actividade principal seja a indústria pesada, como a indústria petrolífera, a situação geralmente inverte-se.

3.3.6 Análise sintética da evolução do consumo de energia.

As estimativas apresentadas apontam para uma duplicação do consumo de energia elétrica no arquipélago de Cabo Verde para os próximos anos, sustentada por uma TCMA de 7,5 %¹⁰ na próxima década. Antevê-se, ainda, que a ilha da Boavista ganhe uma importante posição, no *ranking* das ilhas, com maior consumo de eletricidade, derivado do desenvolvimento económico subjacente ao setor do turismo.

O cenário *intermédio* indicia um abrandamento do ritmo de crescimento em todos os setores, excepto no que respeita à dessalinização de água. Destaque para o setor do turismo que, apesar do abrandamento previsto, evidencia a TCMA mais elevada dos setores considerados. Este abrandamento do ritmo de crescimento do consumo energético fica a dever-se, essencialmente, à aproximação do fim do plano de electrificação, intrinsecamente associado ao crescimento do consumo energético no arquipélago, nos últimos anos.

¹⁰ Tomando como base o cenário intermédio

O cenário *eficiência energética* é o que regista uma taxa de crescimento do consumo de energia mais reduzida (7,1 %), fruto da implementação de medidas de eficiência energética nos diversos setores de consumo. Neste cenário prevê-se uma redução em termos de energia total consumida nas várias ilhas de, aproximadamente, 80 GWh relativamente ao cenário *intermédio* em 2020, o que se traduz numa poupança de mais de 10 mil toneladas de combustível¹¹.

Note-se que, apesar da implementação de medidas de eficiência energética ser um fator importante no abrandamento do consumo energético do País, os ganhos não serão significativos para provocar a redução da produção actual.

Dado o elevado peso que os setores do comércio e turismo representam no consumo de energia do arquipélago de Cabo Verde, os resultados obtidos neste estudo encontram-se dependentes, em grande medida, da verificação das projecções do FMI para a evolução da economia, nomeadamente no que respeita ao crescimento do PIB do país. O setor do turismo, um dos principais vectores de crescimento da economia cabo-verdiana, é um claro exemplo da exposição e dependência relativamente à conjuntura económica internacional, influenciando um grande número de actividades económicas, directa e indirectamente associadas, e que contribuem, também, para o desenvolvimento económico e criação de emprego no Arquipélago.

O cenário *agressivo* apresenta um crescimento da procura de energia elétrica mais optimista face aos restantes cenários projectados, espelhando os efeitos de uma aguardada recuperação económica e social, impulsionando o crescimento do consumo energético para níveis semelhantes aos registados no período histórico estudado (TCMA de 9,6 %).

De uma forma geral, e conforme evidencia a Figura 3.26, Cabo Verde regista um consumo *per capita* ligeiramente superior ao que se verifica na maioria dos países da África subsaariana, prevendo-se que a sua evolução, nos próximos anos, conduzirá a uma aproximação dos países mais desenvolvidos daquela região.

¹¹ Heavy Fuel

3.4 Objetivos, estratégias e metas para o setor elétrico.

Para um melhor enquadramento dos projetos que, posteriormente, vou apresentar, ainda que de forma breve, os objetivos da política setorial, as estratégias e as metas definidas.

O objetivo fundamental, da estratégia de desenvolvimento do setor de eletricidade, é o de aumentar a qualidade e performance do serviço público de eletricidade, ao nível de padrões internacionais, para sustentar e favorecer o desenvolvimento económico e social de Cabo Verde, respeitando o princípio fundamental da solidariedade inter-ilhas.

Este objetivo geral decompõe-se em alguns objetivos específicos, a saber:

1. Assegurar a gestão da produção de eletricidade;
2. Melhorar a performance do serviço público de eletricidade;
3. Atingir, a médio prazo, a autonomia financeira do setor de eletricidade;
4. Gerir, de forma integrada, as valências “abastecimento de combustíveis/ eletricidade /produção de água”;
5. Aumentar a utilização das energias renováveis e da cogeração;
6. Promover a eficiência e a inovação tecnológica na produção, no transporte e na distribuição, assim como no consumo de eletricidade;
7. Estimular a concorrência no setor de eletricidade.

Um dos grandes desafios para a aplicação da política energética consiste na estratégia de sanear financeiramente e operativamente o setor de eletricidade, em particular a ELECTRA, actualmente a principal operadora do serviço público de eletricidade em Cabo Verde.

Tendo em conta a geografia do país, que não permite objectivar inter-conexões entre ilhas (pelo menos por enquanto, pois o consumo em determinadas ilhas não justifica o investimento) o setor elétrico continuará a ser, necessariamente, organizado no plano técnico na base de um sistema por cada ilha. Tendo em conta este constrangimento, cada ilha deve ser analisada como um mercado distinto, devendo dispor da sua própria capacidade de produção e apresentar um perfil de evolução da procura particularizada, em função das características do desenvolvimento económico de cada uma.

Encontra-se em estudo uma orientação no sentido de reforçar a autonomia de gestão dos serviços de fornecimento de eletricidade, ao nível de cada ilha a fim de permitir uma gestão mais próxima das necessidades dos consumidores e aumentar a responsabilidade dos setores em função dos resultados. Tudo isso, na perspectiva de criar as condições necessárias para implicar o setor privado na problemática de fornecimento de energia elétrica, criando um ambiente económico e financeiro favorável a tal desiderato.

Actualmente e como já foi dito no ponto 3.2.1.1, a taxa de penetração das energias renováveis é de 25 %. Contudo, com a evolução da procura, no horizonte do ano 2020, essa taxa deverá passar para os 16 % se não forem implementados outros projetos relacionados com o aproveitamento das energias renováveis. Este quadro resultará na importação de combustíveis fósseis 1,9 vezes superiores à verificada em 2011 (ELECTRA, 2011) uma vez que para responder

a procura energética haveria que reforçar a capacidade das centrais existentes, com recurso a fontes utilizadoras de fuelóleo e/ ou gasóleo.

Nas ilhas de menor dimensão, o consumo limita o potencial de integração de renováveis, de forma economicamente sustentável, a valores próximos dos 30 %, pelo que, pela escala e dispersão dos projetos identificados, recomenda-se uma aposta na produção independente

Para atingir uma taxa de 50 % de energias renováveis, no horizonte do ano 2020, e reduzir, significativamente, a dependência face aos combustíveis fósseis, o Governo decidiu lançar um ambicioso Programa de Acção, assente em cinco eixos principais (Lopes, Plano de Investimentos no Sector de Electricidade e Água, – Setembro 2011):

Eixo 1: Preparar as infra-estruturas – A integração de 50 % de Energias Renováveis na produção de energia de Cabo Verde requer um conjunto de investimento ao nível das infra-estruturas do setor elétrico, de forma a minimizar as restrições associadas à dimensão dos sistemas elétricos e garantir a segurança e a fiabilidade do abastecimento de energia.

Eixo 2: Garantir o financiamento e envolver o setor privado – A necessidade de investimentos iniciais elevados e de conhecimentos técnicos especializados requer o envolvimento do setor privado.

Eixo 3: Implementar os projetos – A meta assumida requer a concretização de um plano ambicioso de investimentos na realização de projetos de energias renováveis.

Eixo 4: Maximizar a eficiência – Existe um potencial elevado para melhoria da eficiência, particularmente ao nível das perdas de energia, que limitam o potencial de rentabilização e recuperação dos fortes investimentos assumidos no Plano de Acção.

Eixo 5: Lançar o *Cluster* das energias renováveis – Além de consumidor, pretende-se transformar Cabo Verde num produtor de equipamentos nesta área e num país modelo em toda a região oeste africana, com capacidade de exportar tecnologia e *know-how*.

Até 2020, preve-se instalar mais de 140 MW de energias renováveis através de um plano de investimentos superior a 300 milhões de euros. Este Plano permitirá a criação de mais de 800 postos de trabalho directos e indirectos e permitirá atingir, em 2020, custos de geração de energia 20 % inferiores aos actuais. Nas ilhas de Santiago e São Vicente é possível atingir uma taxa de penetração de Energias Renováveis próxima dos 60 %, através da realização de investimentos em sistemas de armazenamento de energia inercial e na ligação elétrica entre São Vicente e Santo Antão.

Serão também economizados cerca de 37 milhões de euros em importações, o equivalente a cerca de 75 milhões de litros de fuelóleo ou gasóleo e, 225.000 toneladas de emissões de CO₂ (solutions, 2011).

Cabo Verde assume a ambição de, até 2020, estar no “Top 10” dos países com maior taxa de penetração de Energias Renováveis

4 POTENCIAL DE ENERGIA RENOVÁVEL

Cabo Verde tem um potencial de energias renováveis estimado em 2.600 MW, tendo sido identificados mais de 650 MW em projetos concretos, com custos de produção inferiores aos dos combustíveis fósseis (ELECTRA, 2011).

4.1 Eólico

O potencial eólico do arquipélago de Cabo Verde foi, recentemente, caracterizado pelo *Risø National Laboratory (RISØ)*, com recurso a uma metodologia KAMM/WAsP¹², com recolha de dados complementares nos seguintes locais: Selada do Flamengo e Selada de São Pedro - Ilha de São Vicente, Monte de São Filipe - Ilha de Santiago, Palmeira - Ilha do Sal e Sal-Rei - ilha da Boavista.

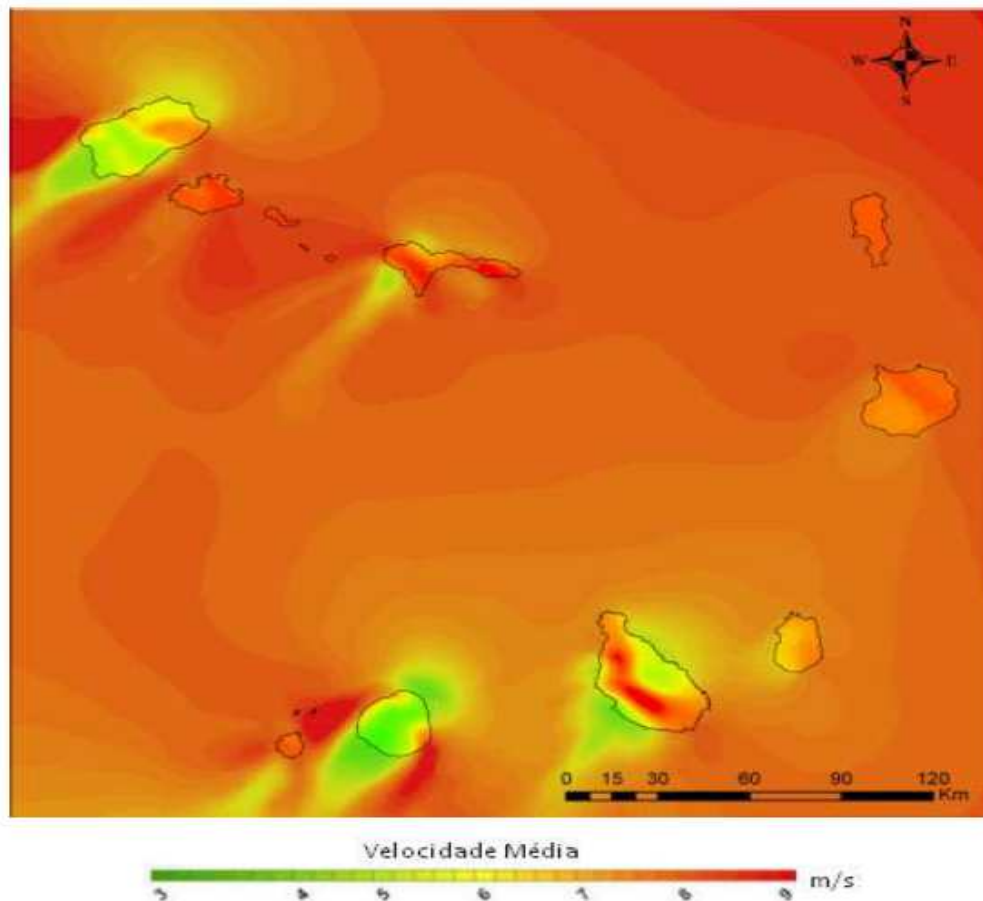


Figura 4.1 Velocidade média do vento (Risø, 2011)

¹² Combinação do modelo numérico de mesoscala *Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model (KAMM)* e o modelo de microescala *WAsP*. Esta combinação permite estimar o recurso energético para parques eólicos situados em regiões de topografia complexa. Estudos preliminares deste método apontam desvios da ordem dos 25% para o fluxo de potência incidente em terreno fortemente complexo.

A Figura 4.1 representa o mapeamento da velocidade média do vento (m/s), onde se destacam as ilhas de Santiago, São Vicente e Sal com maior potencial¹³. Em Santiago registam-se velocidades médias de 7 m/s entre 500 e 900 m (Risø, 2011). Na ilha do Sal registam-se velocidades médias de 7 m/s a 60 m de altitude (Risø, 2011). Em Santo Antão apenas uma zona, a Nordeste, apresenta razoável potencial eólico.

Não obstante a mesoescala a que se reporta o relatório do RISØ, este contém informação relevante, nomeadamente, no que concerne à sazonalidade e orientação predominante do recurso eólico.

No que respeita à sazonalidade, verifica-se uma clara assimetria anual, com dois períodos distintos:

- De Janeiro a Junho registam-se velocidades médias elevadas de vento;
- De Julho a Dezembro, regista-se um decréscimo significativo das velocidades de vento.

Outro dado importante presente no relatório do RISØ consiste na orientação predominante do vento em Cabo Verde. Segundo este relatório, 90% dos ventos provém de NE.

No que respeita ao recurso eólico, e com as necessárias reservas resultantes das lacunas de informações, já referidas, pode-se caracterizar as ilhas com potencial eólico da seguinte forma:

- i) Ilha de Santiago – apresenta velocidades médias de recurso eólico entre os 6 m/s e os 8 m/s, consoante a elevação do terreno. O vento tem orientação predominante para NE. As velocidades mais elevadas encontram-se a 1200 m de altitude. Contudo, representam zonas escarpadas e de difícil acesso para a instalação de aerogeradores. Entre os 500 m e os 900 m de altitude, registam-se velocidades de vento assinaláveis (na ordem dos 7m/s), apresentando áreas disponíveis para acolher projetos eólicos de maior dimensão.
- ii) Ilha de São Vicente – De entre as 9 ilhas do arquipélago, é a que dispõe de maior potencial eólico. Não obstante a sua orografia acidentada, apresenta estruturas de cumeadas bem definida com declives acentuados, mas não abruptos (escarpados), condições favoráveis a uma aceleração do recurso eólico aumentando, consequentemente, as velocidades médias nas cotas mais elevadas. A estes dados acrescenta-se uma orientação das linhas de cumeadas, predominantemente de SE, ou seja, em perfeita sintonia com os ventos dominantes de NE. A ilha de São Vicente apresenta vastas áreas com velocidades médias superiores a 8,5 m/s, o que demonstra o seu elevado potencial eólico.

¹³ Considerando apenas as ilhas incluídas no âmbito do presente estudo.

- iii) Ilha do Sal – dada à sua morfologia, praticamente plana, a ilha do Sal apresenta um potencial eólico muito homogéneo em todo o território, sendo negligenciável, à mesoescala, os poucos acidentes orográficos identificados.
Ainda assim, aponta-se a costa Este da Ilha como a área com o melhor potencial, atingindo os 7 m/s de velocidade de vento, a cotas na ordem dos 60 m. Os restantes locais da ilha apresentam velocidades médias de cerca de 6,5 m/s, o que confere à ilha um bom potencial eólico.
- iv) Ilha de Santo Antão – Devido à sua orografia, extremamente acidentada e complexa, dispõe de pouco potencial eólico.
- v) Ilha do Fogo – esta ilha apresenta, pela sua orografia peculiar, um potencial eólico claramente dividido em dois quadrantes: no quadrante NO-SE apresenta um potencial médio/elevado, na ordem dos 7,0 m/s de velocidade média e no quadrante oposto (NE – SO) apresenta um baixo potencial, com velocidades médias que não ultrapassam os 5 m/s.
- vi) Ilha de São Nicolau – com uma morfologia muito acidentada, esta ilha apresenta vertentes com melhor exposição ao recurso eólico e, consequentemente, zonas com maior potencial. Neste sentido, destacam-se duas áreas com elevado potencial (velocidades médias acima dos 8 m/s), nomeadamente, a área do parque natural do Monte Gordo e a área adjacente à localidade de Jalunga.
À semelhança da vizinha ilha de São Vicente, São Nicolau pode ser integrada na lista das ilhas com maior potencial eólico do arquipélago.
- vii) Ilha da Boavista – a ilha apresenta um potencial eólico médio/elevado, na ordem dos 6,0 a 7,0 m/s de velocidade média. Existem zonas que apontam para velocidades médias da ordem dos 9 m/s. De realçar, que o potencial da ilha da Boavista pode estar sub-estimado, pelo que investigações posteriores poderão levar à revisão do potencial dessa ilha e colocá-la, eventualmente, na lista das ilhas com elevado potencial.
- viii) Ilha do Maio – a velocidade do vento é estimada na ordem dos 6.5 m/s. Na ausência de dados de medição, indicadores como perturbação da vegetação e a informação proveniente dos habitantes locais, indiciam a homogeneidade do recurso eólico da ilha assim como a sua orientação predominante de NE.
- ix) Ilha da Brava – esta ilha apresenta, na generalidade do seu território, velocidades médias de vento superiores a 7,5 m/s. No entanto, apesar das elevadas velocidades médias de vento para toda a ilha, a orografia muito acidentada da mesma determina um fator de incerteza elevado sobre a representatividade dos valores apresentados para a generalidade do território.

Assim, é expectável que se confirmem, para esta ilha, velocidades de vento muito elevadas em algumas zonas, eventualmente, superiores a 9 m/s nas vertentes com exposição a NE, sendo também expectável que, contrariamente à homogeneidade apresentada pelo modelo de mesoescala, ocorram áreas com velocidades médias de vento muito inferiores.

Do cruzamento de informações relacionadas com o ambiente, ordenamento de território, orografia do terreno, potencial eólico e sua orientação predominante, analisadas as condicionantes relacionadas com os declives a vencer em termos de acessibilidade às cumeadas e as dimensões destas, foram definidas as seguintes ZDER'S, de acordo com Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Zonas de Desenvolvimento para energias Renováveis (Eólico) (solutions, 2011)

Ilhas de C. Verde	ZD de energias renováveis	Nº AGs V52 850 kW	Potência em MW
Santiago	ZDER.ST.1	114	96,9
	ZDER.ST.2	8	6,8
	ZDER.ST.3	7	5,95
Sal	ZDER.SL.1	45	38,25
Fogo	ZDER.FG.1	21	17,85
	ZDER.FG.2	2	1,7
S. Antão	ZDER.SA.1	13	11,05
	ZDER.SA.2	13	11,05
	ZDER.SA.3	15	12,75
S. Vicente	ZDER.SV.1	12	10,2
	ZDER.SV.2	9	7,65
	ZDER.SV.3	3	2,5

Nessas ZDER o potencial eólico foi avaliado em 220 MW.

4.2 Solar

A CARACTERIZAÇÃO do recurso solar, por ilha, é dada pelo mapa da radiação global, que se apresenta na Figura 4.2.

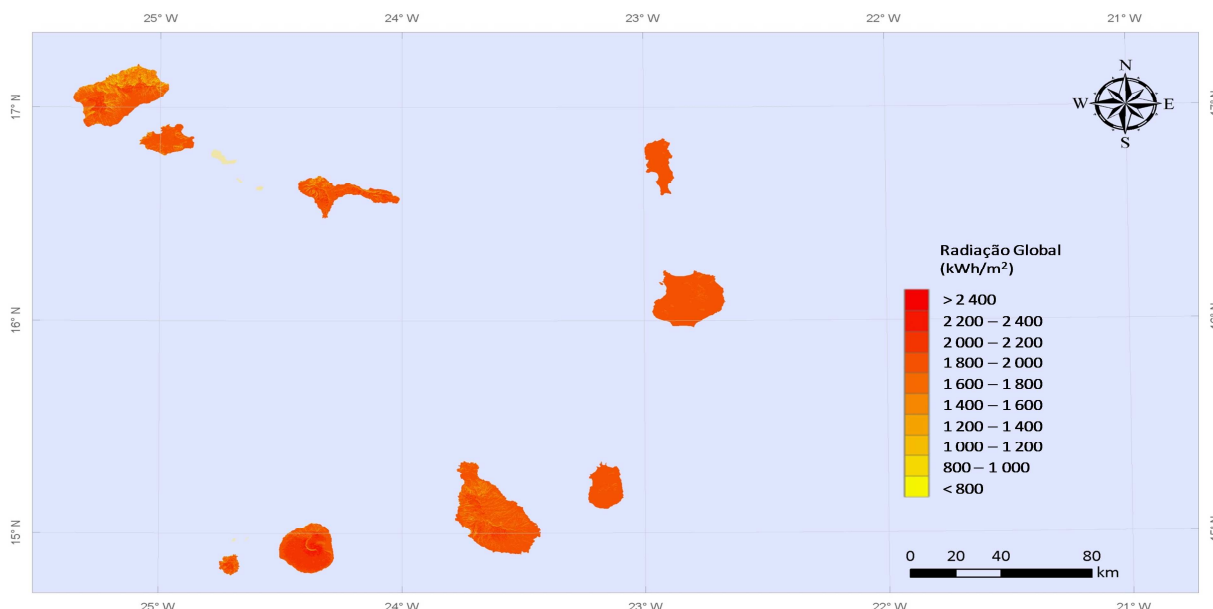


Figura 4.2 Radiação global nas ilhas do arquipélago (solutions, 2011)

A radiação global média anual, para grande parte do território, varia entre 1.800 e os 2.000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno, com um potencial de mais de 3.750 horas de sol por ano (solutions, 2011).

As melhores áreas das ilhas apresentam níveis de radiação global, em plano horizontal, entre 2.070 kWh/m²/ano e 2.175 kWh/m²/ano, assumindo-se um valor indicativo para as zonas com potencial do arquipélago de 2.130 kWh/m²/ano. Refira-se que as máximas radiações globais em plano horizontal na Europa registam valores na ordem dos 1.700 kWh/m²/ano, o que demonstra que Cabo Verde tem um recurso bastante superior ao recurso solar europeu, local onde o investimento em tecnologia solar tem vindo a aumentar desde a última década (solutions, 2011).

Com o objetivo de identificar as melhores zonas de radiação, elaborou-se a cartografia de zonas com maior nebulosidade de acordo com o apresentado na Figura 4. 3.

Potencial de energia renovável

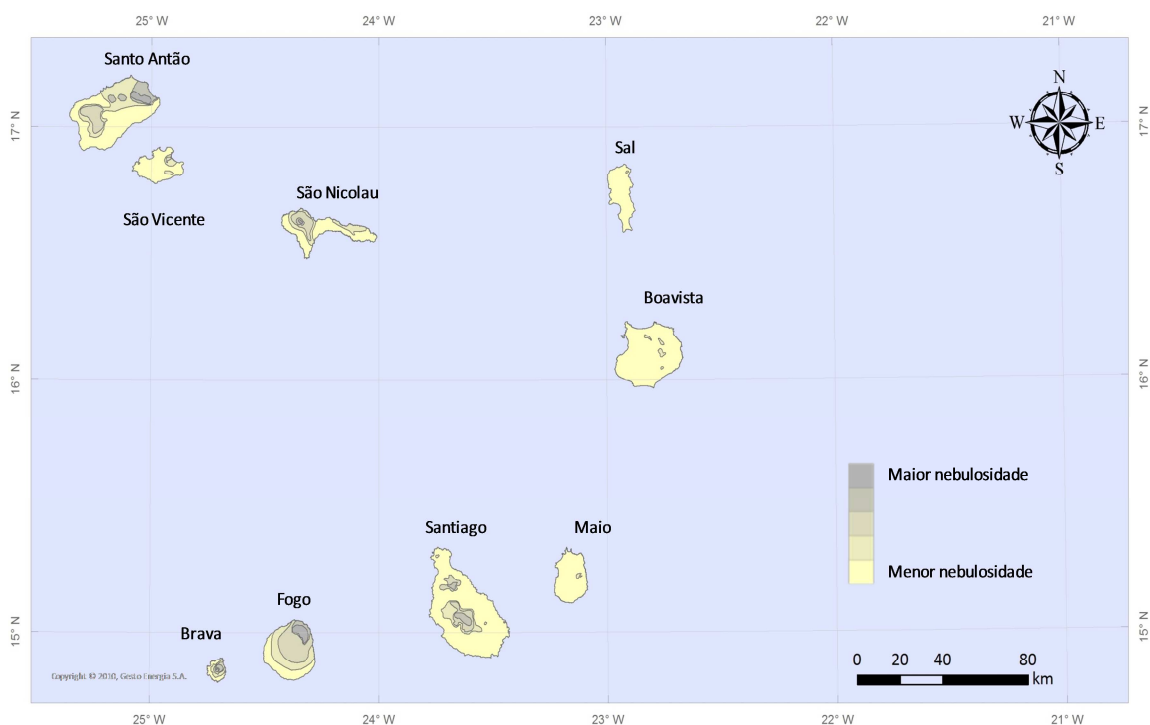


Figura 4. 3 Zonas de nebulosidade (solutions, 2011)

De acordo com a classificação de nebulosidade, verifica-se que as ilhas de Santo Antão e Fogo registam os maiores índices de nebulosidade, enquanto o menor índice se verifica, de forma mais abrangente, na ilha do Sal.

Tabela 4. 2 Potencial das Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Solar) (solutions, 2011)

ILHA	ZDER	Solar Fotovoltaico			Energia	
		n.º Painéis 230Wp	Potência (MWp)	Estrutura	NEP's	Energia (GWh/Ano)
Santiago	ZDER.ST.8	230.435	53	Fixa	1714	90.8
Santiago	ZDER.ST.9	386.957	89	Fixa	1724	153.4
Santiago	ZDER.ST.10	317.391	73	Fixa	1726	126
Santiago	ZDER.ST.11	636.957	146.5	Fixa	1726	252.9
Santiago	ZDER.ST.14	454.348	104.5	Fixa	1734	181.2
Santiago	ZDER.ST.15	363.043	83.5	Fixa	1720	143.6
Santiago	ZDER.ST.16	704.348	162	Fixa	1716	278
Sal	ZDER.SL.2	417.391	96	Fixa	1817	174.4
Sal	ZDER.SL.3	2.897.826	666.5	Fixa	1818	1211.7
Fogo	ZDER.FG.3	4.036.957	928.5	Fixa	1747	1622.1
S. Antão	ZDER.SA.4	767.391	176.5	Fixa	1821	321.4
S. Vicente	ZDER.SV.6	269.565	62	Fixa	1821	112.7

Do cruzamento de informações relacionadas com o ambiente, ordenamento do território, orografia do terreno e estimativa de recurso e tendo como base as simulações efectuadas pela ELECTRA, foram definidas as seguintes ZDERS, de acordo com a Tabela 4. 2. Nela, pode-se

verificar que existe um potencial de exploração, com painéis fotovoltaicos de 230Wp, de 2600 MW e uma produção anual da ordem de 4,7 GWh/ano (solutions, 2011).

Na Tabela 4. 2 a coluna assinalada com NEP's significa numero de horas equivalentes à potência nominal, tecnicamente é o fator de utilização da potência instalada. O número de horas presente na coluna NEP's multiplicado pela coluna de potência, em MWp, origina os valores apresentados na última coluna assinalada por energia, em GWh/ano.

4.3 Hidroelétrica

Com base nos estudos levados a cabo pela Direcção-Geral de Energia, as ilhas de São Vicente, Sal, Boavista, Maio e Brava não apresentam potencial de produção de energia hidroelétrica, tendo em conta os seguintes fatores: reduzido escoamento anual médio, reduzidos desníveis relativamente ao nível do mar e bacias hidrográficas de reduzidas dimensões.

Relativamente às restantes ilhas, estas apresentam algum potencial para produção de energia hidroelétrica de baixa potência, em especial a ilha do Fogo, visto ser a que apresenta áreas com valores mais elevados do escoamento anual médio e os maiores desníveis, face ao nível da água do mar. Em todo o caso, na ausência de estudos mais detalhados, sobre a viabilidade de aproveitamento de energia hidroelétrica, considera-se que o recurso hídrico, enquanto fonte de energia primária apresenta um reduzido potencial, não devendo constituir uma fonte significativa para o abastecimento do arquipélago.

4.4 Resíduos sólidos

Para a caracterização dos resíduos sólidos, nos dois principais centros urbanos do país, Praia e Mindelo, adoptou-se a produção média *per capita* de 0,6 kg. Estima-se que a composição física de RSU é de acordo com a apresentada na Figura 4.4.

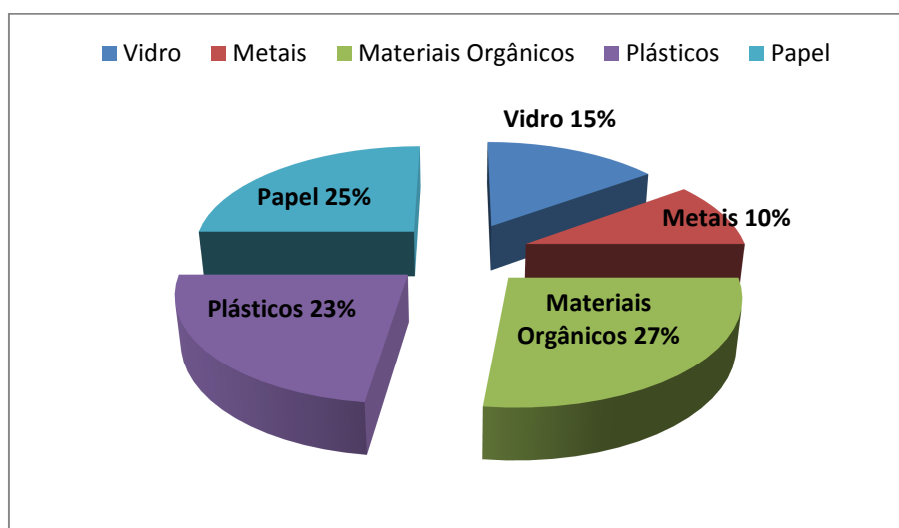


Figura 4.4 Composição dos RSU de Cabo Verde (ELECTRA, 2011)

Na Figura 4.4 constata-se que os materiais como papel, plásticos e materiais orgânicos representam cerca de 75 % dos RSU produzidos em Cabo Verde, o que, devido ao seu poder calorífico, demonstra boa qualidade para a sua valorização energética.

Uma das soluções mais utilizadas para a gestão dos RSU, e respectiva valorização, é a incineração com produção de energia elétrica (ver Figura 4.5 que ilustra um exemplo de uma central de valorização energética de resíduos sólidos). O processo de incineração, como forma de tratar os RSU, apresenta, essencialmente, três vantagens face a outros métodos, a primeira vantagem é uma considerável redução de massa (70 %) e volume (90 %), a segunda é o aproveitamento energético dos resíduos e a terceira destrói os agentes patogénicos presentes nos resíduos.

Em regiões insulares esta solução é frequentemente utilizada para a resolução de dois problemas: a deposição dos resíduos e a falta de espaços para essa deposição e a produção de energia, térmica, convencional e/ ou elétrica.

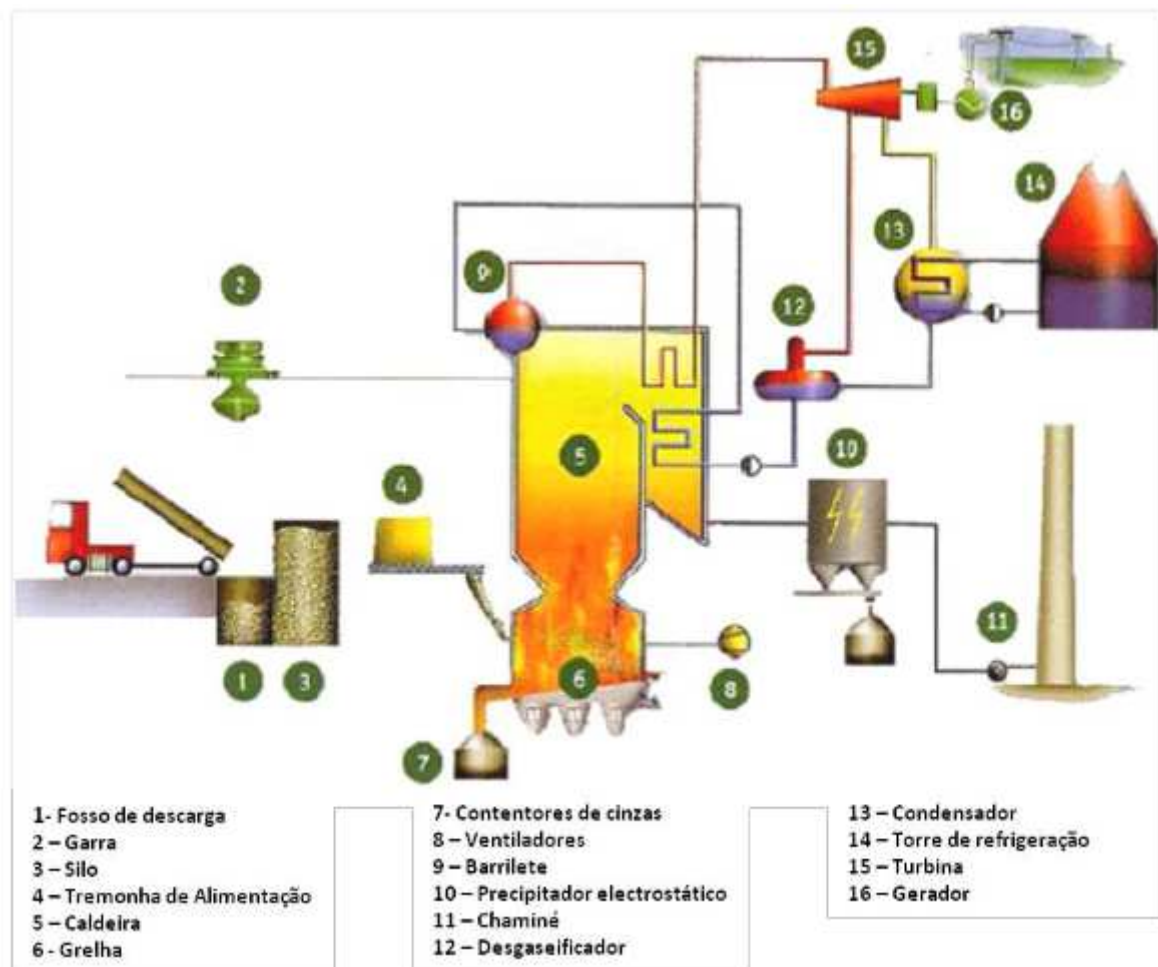


Figura 4.5 Exemplo de uma central de valorização energética de resíduos sólidos (solutions, 2011)

O material resultante da queima, cinzas e escórias apresenta uma perigosidade infinitamente inferior à que se verifica com o resíduo que o originou, uma vez que a utilização de altas temperaturas para a incineração as torna praticamente inertes.

Levando em conta indicadores como zonas próximas de centros urbanos, mas com fraca densidade populacional, zonas industriais e as rotas actuais, para recolha e transportes de RSU, foram identificados dois locais para a implantação de centrais de valorização energéticas,

sendo uma na ilha de Santiago e outra em S. Vicente, ambas nas imediações das actuais lixeiras municipais.

4.5 Energia geotérmica

A energia geotérmica convencional é uma das formas mais antigas de energia renovável, sendo a primeira central datada de 1913 (Larderello, Itália), existindo actualmente, a nível mundial, um total de 9.064 MW instalados, o que corresponde a 13 % da produção de energia renovável em todo o mundo¹⁴. Ao contrário de grande parte das energias renováveis, que existem actualmente, como a eólica ou a solar, esta é uma forma de energia que não está dependente de fatores climáticos, como o vento ou a radiação solar, pelo que é a única energia renovável que permite fatores de capacidade de cerca de 100 %, podendo garantir, de uma forma segura, a base do diagrama de carga. Estes fatores tornam a energia geotérmica convencional especialmente atractiva em sistemas energéticos pequenos, como no caso de ilhas de reduzida dimensão, podendo permitir, conjuntamente com outras energias renováveis, alcançar sistemas energéticos 100 % renováveis.

Presume-se que a única ilha que apresenta potencial passível de ser explorado é a do Fogo (ver Tabela 4. 3 Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Geotérmico)Tabela 4. 3) exigindo, contudo, estudos complementares para verificar a possibilidade de exploração desse recurso.

Tabela 4. 3 Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Geotérmico) (solutions, 2011)

Ilha	Proj. Id	Projeto	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]
Fogo	FG.G1	Central Geotérmica do Fogo	3	22,3

4.6 Recurso marítimo

As ondas do mar possuem mais energia (maior concentração energética) quando comparadas com outras fontes de energias renováveis, nomeadamente eólica e solar, registando variações previsíveis num maior horizonte temporal. A energia das ondas deverá ser uma das fontes energéticas com maior importância no futuro. Este tipo de energia renovável encontra-se, ainda, em fase de desenvolvimento, havendo, contudo, um conjunto de países (Canadá, Reino Unido, Irlanda) a apostar fortemente nesta vertente. Espera-se que, nos próximos anos, o aproveitamento da energia das ondas do mar atinja maturidade suficiente para permitir a

¹⁴ Descontando a componente hídrica

implementação de projetos em grande escala, tal como acontece actualmente com a energia eólica.

Levando em consideração fatores como proximidade à rede elétrica existente, zonas mais afectadas pela ondulação, distância relativamente à costa e existência de portos e rotas marítimas, definiram-se as ZDER de acordo com a Tabela 4. 4.

Tabela 4. 4 Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (Marítimo) (solutions, 2011)

ILHA	PROJ. ID	PROJETO	Potência [MW]	Energia [GWh/Ano]
Sal	SL.WV1	Parque Ondas Sal	3,7	4,8
S. Antão	SA.WV1	Parque Ondas Santo Antão	3,7	4,8
S. Vicente	SV.WV1	Parque Ondas São Vicente	3,7	4,6
Boavista	BV.WV1	Parque Ondas Boavista	3,5	4,7

4.7 Síntese de potência explorada e potencial a explorar

Na Tabela 4.5 é apresentada a potência instalada e o potencial a explorar, por ilha e por tipo de recurso.

Tabela 4.5 Tabela de Potência explorada e potencial a explorar por ilha.

Ilha	Potencia instalada			Total (MW)	Potencial Exploravel				Total (MW)
	Térmica (MW)	Solar (MW)	Eólica (MW)		Solar (MW)	Eólica (MW)	Geotermia (MW)	Maritimo (MW)	
S.Antão	7,5		1	8,5	176,5	34,85		3,7	215,05
S.Vicente	18,35		5,95	24,3	62	20,4		3,7	86,1
S.Nicolao	2,78			2,78					0
Sal	17,14	2,5	7,65	27,29	762,5	38,25		3,7	804,45
Boavista	4,5		2,55	7,05					0
Maio	1,58			1,58					0
Santiago	41,84	5	9,35	56,19	711,5	109,65			821,15
Fogo	4,32			4,32	928,5	19,55	3		951,05
Brava	1,51			1,51					0
Total	99,52	7,5	26,5	133,52	2641	222,7	3	11,1	2877,8

Pela Tabela 4.5 constata-se que a potência instalada na ilha de Santiago, de 56,19 MW representa 42 % do total da potência instalada no país, que é de 133,52 MW

5 PROJETOS IDENTIFICADOS

Nesta rubrica, só faço referência aos projetos situados na ilha de Santiago, que coincide com a área definida para o presente estudo, e relacionados com os aproveitamentos eólicos e solares. Explica-se, com algum detalhe, a metodologia utilizada para selecção dos projetos eólicos e fotovoltaicos.

Para a hierarquização e selecção dos projetos foram analisadas e ponderadas variáveis como acessibilidades, orografia, distância ao ponto de interligação na rede elétrica, passivos ambientais, recurso eólico e solar e dimensão do projeto.

5.1 Eólicos

5.1.1 Metodologia

Dada a ausência de medições, a definição, dos *sites* e *layouts* indicativos, teve como pressuposto modelos teóricos, pelo que importa enumerar e descrever os principais critérios e regras considerados.

1) Garantia de distâncias mínimas entre AG

A orientação dos AG depende do sentido dos ventos dominantes e da área da área disponível para evitar o efeito de esteira¹⁵.

- Regra dos 3 diâmetros do rotor entre AG - sentido de ventos não dominantes (Figura 5.1).

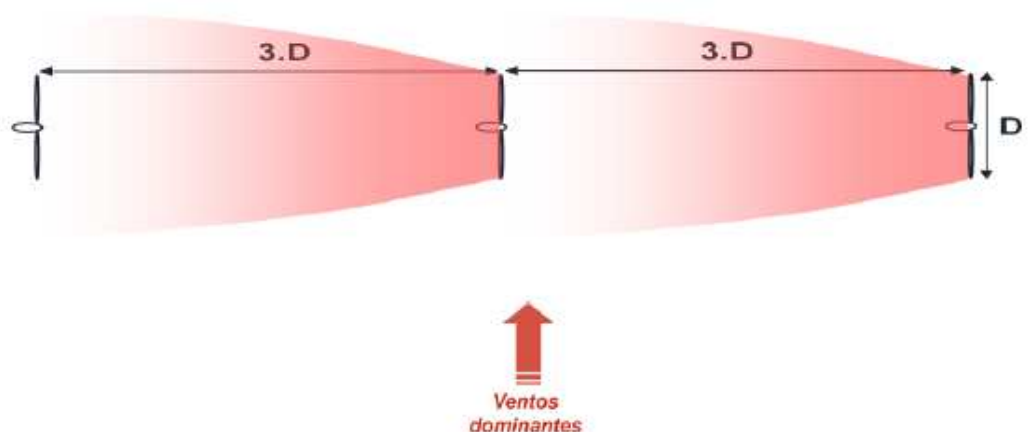


Figura 5.1 Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes

¹⁵ Turbulência gerada pelo rotor da turbina, capaz de originar perdas de produção e fadiga mecânica nos AG a jusante, caso não sejam garantidas as devidas distâncias.

- Regra dos 6 diâmetros do rotor entre AG - sentido de ventos dominantes (Figura 5.2)

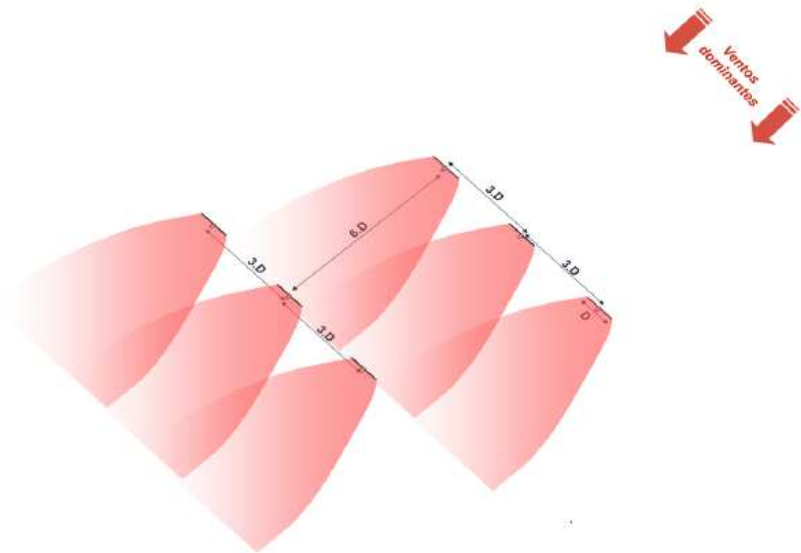


Figura 5.2 Distâncias mínimas entre os rotores dos AG – sentido de ventos não dominantes

Neste estudo foi considerada a turbina marca Vestas, modelo V52, com 850 kW de potência nominal, que possui um diâmetro de rotor de 52 m. Assim, as distâncias entre AG consideradas na elaboração dos *layouts* preliminares desenvolvidos, variam entre os 156 m e os 312 m.

2) Preferência por declives inferiores a 25 % Figura 5.3.

Outra condicionante analisada é o declive do *site*, pelos seguintes motivos: i) não é aconselhável, tecnicamente, a construção de AG em situações de declive acentuado, pois, ficam sujeitos a um maior esforço devido à componente vertical do escoamento, o que origina perda de produção e fadiga mecânica; ii) declives acentuados, superiores a 15 %, também, constituem uma limitação em termos de acessibilidades, devendo ser considerado em casos excepcionais.

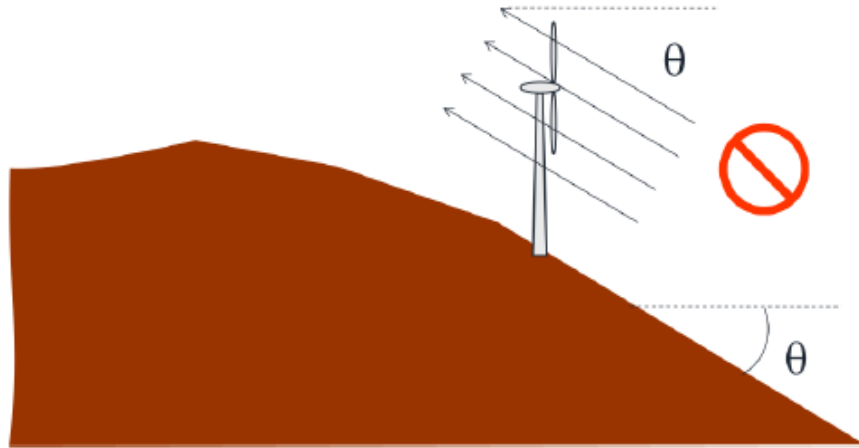


Figura 5.3 Declives preferenciais dos sites eólicos

3) Salvaguarda de adequada distância a obstáculos ver Figura 5.3.

Por último, importa garantir a adequada distância a obstáculos, quer artificiais quer naturais que, conjuntamente com a complexidade orográfica da área de implantação do projeto, constituem a rugosidade do terreno.

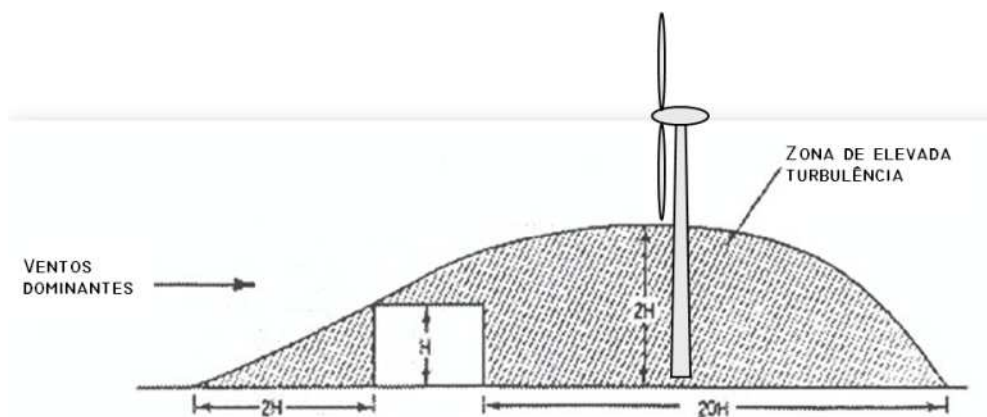


Figura 5.4 Efeito da rugosidade do terreno

Do ponto de vista ambiental as principais condicionantes, como as áreas naturais, as áreas urbanas e ou habitações isoladas, devem ser identificadas.

Esta preocupação deve-se aos impactes ao nível do ruído gerado por esta tipologia de projeto, e é aconselhável garantir, com alguma margem de segurança, uma distância adequada entre os aerogeradores de tal forma que o ruído seja inferior a 40 dB.

5.1.2 PROJETOS EÓLICOS SELECCIONADOS

Tendo em conta os pressupostos mencionados no ponto 5.1, foram identificados nove projetos para a ilha de Santiago, de acordo com a Tabela 5. 1. Para a estimativa do cálculo da potência instalada e número de aerogeradores a implantar, em cada um dos *sites* identificados, foi considerado o modelo V52 do fabricante VESTAS, com uma potência unitária de 850 kW, as características destes aerogeradores podem ser consultados em (The Wind Power).

Tabela 5. 1 Projetos Eólicos identificados (solutions, 2011)

ILHA	Código	PROJETO	n.º AG V52 850 kW	Altimetria [m] (média)	Potência [MW]
Santiago	ST.W1	PE de Praia Baixo	8	310	6,8
Santiago	ST.W2	PE Monte da Chaminé	7	500	6
Santiago	ST.W3	PE de Rui Vaz	6	800	5,1
Santiago	ST.W4	PE de Monte Leão	6	975	5,1
Santiago	ST.W5	PE de Pedra Branca	12	650	10,2
Santiago	ST.W6	PE de Achada da Mostarda	22	550	18,7
Santiago	ST.W7	PE da Achada do Descanso	6	475	5,1
Santiago	ST.W8	PE de Montes Redondos	15	550	12,8
Santiago	ST.W9	PE de Forno	5	475	4,3

Para a hierarquização dos projetos, por ordem de prioridade, estabeleceu-se uma matriz técnica, ambiental e financeira onde foram considerados os seguintes critérios:

- i) Acessibilidades;
- ii) Orografia;
- iii) Distância ao ponto de interligação na rede elétrica;
- iv) Passivos ambientais;
- v) Recurso eólico;
- vi) Dimensão do projeto.

Para cada um dos elementos da matriz retida estabeleceu-se uma relação com o respectivo custo financeiro associado, de forma a permitir discriminar financeiramente dois projetos semelhantes mas que apresentem necessidades ou condicionantes diferentes.

Neste sentido, e ao nível da acessibilidade, considerou-se três níveis de acessos – A beneficiar, normal execução e difícil execução.

A Orografia (Simples ou Complexa) foi, também, considerada como um fator diferenciador, uma vez que, quanto mais complexa for a orografia, maiores são os custos de construção, o mesmo se verificando quanto aos impactes ao nível das características do escoamento eólico,

com a consequente perda de recurso e mas sim um aumento da turbulência que leva a uma rápida fadiga dos materiais e por isso a um inerente aumento de custos de O&M.

A informação quanto a localização do ponto de interligação na rede elétrica, através da quantificação da distância e de um custo associado por km de linha elétrica, foi considerado, também, como fator diferenciador. Na interligação à rede os seguintes aspetos técnicos foram considerados: controle de potência activa; controle de frequência; faixas de tensão e frequência; controle de tensão; qualidade de energia (harmônicos, flickers); protecção; modelagem e simulação; comunicação e controle externo. De se referir que os aerogeradores Vestas, seleccionados para geração de energia dos projetos retidos, são concebidos para uma integração fácil com as configurações da rede sem necessidade de aquisição de equipamento de subestação dispendioso. O sistema avançado de compatibilidade da rede do aerogerador permite uma regulação rápida e eficiente da energia activa e reactiva, de modo a manter a estabilidade da rede, oferecendo também capacidades excelentes de funcionamento durante a ocorrência de falhas, no caso de uma perturbação da rede.

Os Passivos ambientais representam custos significativos dos projetos, razão pela qual são entradas mais valorizadas na matriz. Os impactes, em termos ambientais e sócioeconómicos, assim como as respectivas medidas de mitigação e/ou compensação podem traduzir-se em ónus financeiros muito relevantes para os projetos, pelo que nesta análise, foram discriminados positivamente os projetos que, à luz da informação existente, menos probabilidades têm de gerar impactes ambientais significativos.

O Recurso eólico e Dimensão do projeto determinam a energia produzida e, consequentemente diluem, num rácio €/MWh, os custos de cada projeto apontando, assim, os projetos mais rentáveis – mais favoráveis.

5.2 Fotovoltaico

5.2.1 Metodologia

De forma sumária, foram analisadas as seguintes premissas para a hierarquização dos projetos:

- i) Acessibilidades;
- ii) Orografia;
- iii) Distância ao ponto de interligação na rede elétrica;
- iv) Passivos ambientais;
- v) Recurso solar;

Neste sentido, e ao nível da acessibilidade, consideraram-se três níveis de acessos – Beneficiar, Normal Execução, Difícil Execução, assim como, a Extensão de cada um destes cenários.

A Orografia (Simples ou Complexa) foi também considerada como um fator diferenciador, uma vez que, quanto mais complexa a orografia, maiores os custos de construção.

Sempre que existente, a informação quanto à localização do ponto de interligação na rede elétrica foi considerada, de forma a minimizar as extensões de linha elétrica a construir.

Projetos identificados

Os Passivos ambientais foram os indicadores mais valorizados da matriz. Os impactes, em termos ambientais e sócioeconómicos, assim como as respectivas medidas de mitigação podem traduzir-se em ónus financeiros muito relevantes para os projetos pelo que, nesta análise, foram discriminados positivamente os projetos que, à luz da informação existente, menos probabilidades têm de gerar impactes ambientais significativos, como sendo os que minimizam o corte de vegetação e a movimentação de terras.

Em termos de Recurso Solar, a principal condição foi a de identificar dentro da ZDER algum fenómeno que pudesse, de alguma forma, condicionar o aproveitamento do recurso, como por exemplo, evitar localizações com ensombramentos causados por acidentes orográficos naturais e/ou obstáculos artificiais.

5.2.2 Apresentação de resultados obtidos

Tendo como base a simulação de recurso solar realizado pela (solutions, 2011), bem como um vasto conjunto de critérios técnicos e ambientais, foram definidas diversas zonas passíveis de acolher projetos, de acordo com a Tabela 5.2.

Tabela 5.2 Projetos fotovoltaicos identificados

Ilha	ZDER	Proj. Id	Projeto	Tech	Solar fotovoltaico			Energia	
					N.º Paineis 230wp	Potência [mwp]	Estrutura	Nep's	Energia [gwh/ano]
Santiago	ZDER.ST.8	ST.S2	PS da Achada da Ponta Bomba	PV	65 217	15	Fixa	1 714	25,7
	ZDER.ST.9	ST.S3	PS da Achada Ribeira Pedro	PV	86 957	20	Fixa	1 724	34,5
	ZDER.ST.10	ST.S4	PS da Achada Bela Costa	PV	130 435	30	Fixa	1 726	51,8
	ZDER.ST.11	ST.S5	PS da Achada Tambarina	PV	173 913	40	Fixa	1 726	69
	ZDER.ST.12	ST.S6	PS de Ponta do Lobo	PV	152 174	35	Fixa	1 715	60
	ZDER.ST.13	ST.S7	PS da Achada da Cidade Velha	PV	73 913	17	Fixa	1 729	29,4
	ZDER.ST.14	ST.S8	PS da Achada do Salineiro	PV	108 696	25	Fixa	1 734	43,4
	ZDER.ST.15	ST.S9	PS da Achada Barnel	PV	108 696	25	Fixa	1 720	43
	ZDER.ST.16	ST.S10	PS da Ponta Inglesa	PV	130 435	30	Fixa	1 716	51,5

6 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÓMICA DOS PROJETOS

6.1 Resumo dos projetos identificados

Com base nos resultados do processo de identificação Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER), foi identificado um potencial de mais de 305 MW na ilha de Santiago, sendo 237 MW de energia solar e 68 MW de energia eólica.

Para efeitos de cálculo e hierarquização dos projetos foram consideradas as produções de energia anual listadas na Tabela 6. 1.

Tabela 6. 1 Potência e produção anual prevista dos projetos de energia eólica e solar identificados (solutions, 2011)

Projeto	Potência	Energia
	[MW]	[GWh/ano]
Santiago		
PE da Achada do Descanso	5	16
PE de Achada da Mostarda	19	61
PE de Forno	4	12
PE de Monte Leão	3	14
PE de Montes Redondos	13	41
PE de Pedra Branca	7	23
PE de Praia Baixo	7	18
PE de Rui Vaz	3	12
PE Monte da Chaminé	6	17
PS da Achada da Cidade Velha	17	29
PS da Achada da Ponta Bomba	15	26
PS da Achada Ribeira Pedro	20	34
PS da Achada Bela Costa	30	52
PS da Achada Tambarina	40	69
PS de Ponta do Lobo	35	60
PS da Achada do Salineiro	25	43
PS da Achada Barnel	25	43
PS da Ponta Inglesa	30	51
Total	305	621

6.2 Metodologia e pressupostos

6.2.1 Enquadramento

Cada tecnologia utilizada para produção de eletricidade apresenta características específicas e custos distintos, quer na fase de construção, quer na fase de operação e manutenção. Exemplos destas diferenças são os custos dos equipamentos, o prazo de desenvolvimento e construção, os custos de O&M e o período de vida útil do projeto.

6.2.2 Pressupostos gerais

Relativamente aos certificados de CO₂, tomou-se como referência o coeficiente de emissões de centrais *heavy fuel* (cerca de 0,66 kg CO₂/kWh) e crédito para redução de GEE de 10 €/tCO₂, taxa de indexação do crédito para redução de GEE 2 %, definido com base nos dados apresentados na Figura 6. 1.



Figura 6. 1 Evolução do preço das emissões de CO₂ (Bloomberg New Energy Finance)

No que diz respeito à inflação, considerou-se uma taxa anual de 2 %, de acordo com os dados publicados pelo FMI (International Monetary Fund, 2011). A taxa de actualização é a taxa a que os investidores pretendem ver remunerado um determinado investimento e reflecte vários fatores, tais como o custo de oportunidade, risco e estrutura de financiamento. Uma vez que Cabo Verde pode optar por diferentes formas de desenvolvimento e exploração dos projetos, foram consideradas várias taxas de actualização, conforme é sintetizado no quadro seguinte. A segunda linha da Tabela 6. 2, aonde se refere a “Divida”, significa o nível de endividamento máximo exigido às alternativas de financiamento pelo Governo e pelo privado. Na terceira linha, aonde se se refere a “Capitais próprios”, significa o esforço mínimo de

comparticipação no investimento, exigido às alternativas de financiamento pelo Governo e pelo privado. Na quarta linha, aonde se refere à “Rentabilidade da dívida”, significa as taxas de juros aplicadas às alternativas de financiamento pelo Governo e pelo privado.

Tabela 6. 2 Condições de financiamento e taxas de actualização (International Monetary Fund, 2011)

	Governo	Privado
Dívida	90%	60%
Capitais próprios	10%	40%
Rentabilidade dívida	1,70%	6%
Taxa de actualização	1,80%	11,60%

A taxa de actualização “Governo” pressupõe um financiamento dos projetos através de linhas de crédito com condições especiais e que, para efeitos de cálculo, se considerou uma taxa de imposto nula. Admite-se, também, a possibilidade de permitir a construção e exploração dos projetos a entidades privadas sendo, nestes casos, exigida uma rentabilidade superior de capitais próprios, em que as condições de financiamento são menos favoráveis (International Monetary Fund, 2011).

6.2.2 Eólico

Para efeitos de análise e avaliação dos projetos foram consideradas as produções de energia anuais apresentadas na Tabela 6. 1 onde se encontra a produção de eletricidade estimada para cada um dos projetos eólicos. O investimento deste tipo de projetos foi determinado tomando um valor base de 2 M€/MW (European Wind Energy Association, 2011), estimado a partir do investimento anunciado para os projetos em curso¹⁶. Este valor foi ajustado de acordo com as especificidades de cada projeto e, tendo em conta a dificuldade dos acessos, a orografia e a distância à rede elétrica.

Para além do investimento inicial, o custo de produção de energia elétrica é também influenciado pelos custos de O&M, tais como manutenções preventivas, manutenções correctivas, supervisão, seguros de exploração, rendas, gestão administrativa, entre outros. Considerou-se um valor aproximado de 0,0052 €/kWh, para os primeiros 10 anos de vida do projeto, e um valor aproximado de 0,013 €/kWh para os 10 anos seguintes com base na informação disponível em (European Wind Energy Association, 2011) e (IEA, 2010). Na Tabela 6.3 apresenta-se o investimento e os custos de O&M considerados para cada projeto eólico identificado.

¹⁶ Projetos Cabeólica - 2,2 M€/MW

Avaliação técnico-económica dos projetos

Tabela 6.3 Investimento e custos de O&M dos projetos eólicos

Projeto	Potência [MW]	Investimento inicial [€]	Valor anual da O&M nos primeiros 10 anos [€]	Valor anual da O&M nos últimos 10 anos [€]
Santiago	68	147.148.000	1.098.679	2.782.508
PE da Achada do Descanso	5	10.974.000	81.991	201.552
PE de Achada da Mostarda	19	38.632.000	311.566	790.950
PE de Forno	4	9.066.000	65592.8	159.120
PE de Monte Leão	3	8.309.000	49.195	176.400
PE de Montes Redondos	13	26.819.000	213.177	539.284
PE de Pedra Branca	7	15.083.000	114.787	297.581
PE de Praia Baixo	7	16.037.000	114.787	232.121
PE de Rui Vaz	3	8.051.000	49.195	159.100
PE Monte da Chaminé	6	14.177.000	98.389	226.400

Para os projetos eólicos assumiu-se ainda os seguintes pressupostos:

- Prazo de construção: 1 ano
- Vida útil: 20 anos

Na Tabela 6.3 a coluna da potência foi retomada da Tabela 5. 1 e os valores constantes da coluna investimento inicial surgem da aplicação do valor aproximado de 2 M€ /MW à coluna de potência. A coluna de O&M advem da aplicação dos valores aproximados de 0.0052 €/kWh, nos primeiros 10 anos de vida útil do projeto e de 0.013€ / kWh nos 10 anos finais da vida útil do projeto, aos valores da coluna de energia da Tabela 6. 1.

6.2.3 Solar fotovoltaico

Para efeitos de cálculo e hierarquização dos projetos foram consideradas as produções de energia anuais listadas na Tabela 6. 1.

O solar fotovoltaico é uma tecnologia com menor maturidade, apresentando custos ainda elevados quando comparado com outras tecnologias. Contudo, tem-se assistido a uma diminuição do preço dos módulos, sendo expectável que esta tendência se mantenha. Por outro lado, o efeito da insularidade influencia os custos de transporte e construção dos projetos em Cabo Verde, tendo-se assumido um custo de 3,25 €/W_p idêntico para todos os projetos.

Relativamente aos custos de O&M tomou-se um valor aproximado de 0,02 €/kWh¹⁷ com base na informação publicada em (Sunpower Corporation, 2008). Na Tabela 6.4 sintetiza-se o investimento e os custos de O&M para cada projeto solar identificado

Tabela 6.4 Investimento e custos de O&M dos projetos solares fotovoltaicos

Projeto	Potência [MW]	Investimento [€]	O&M [€]
Santiago	237	770.250.000	8.818.373
PS da Achada da Cidade Velha	17	55.250.000	634.889
PS da Achada da Ponta Bomba	15	48.750.000	555.336
PS da Achada Ribeira Pedro	20	65.000.000	744.768
PS da Achada Bela Costa	30	97.500.000	1.118.448
PS da Achada Tambarina	40	130.000.000	1.491.264
PS de Ponta do Lobo	35	113.750.000	1.296.540
PS da Achada do Salineiro	25	81.250.000	936.360
PS da Achada Barnel	25	81.250.000	928.800
PS da Ponta Inglesa	30	97.500.000	1.111.968

Para os projetos solar fotovoltaico assumiu-se, ainda, os seguintes pressupostos:

- Prazo de construção: <1 ano
- Vida útil: 30 anos

Na Tabela 6.4 a coluna da potência foi retomada da Tabela 5.2 e os valores constantes da coluna investimento inicial surgem da aplicação do valor aproximado de 3,25 €/W_p à coluna de potência. A coluna de O&M advem da aplicação do valor aproximado de 0,02 €/kWh aos valores da coluna de energia da Tabela 6. 1.

¹⁷ Inclui a limpeza de painéis, monitorização do local, manutenção do inversor, entre outros.

6.3 Análise de rentabilidade económico-financeira

As análises de rentabilidade económico-financeira dos projetos retidos foram efectuadas com base no *software da RETScreen* – Projeto de Produção de Eletricidade. A TIR, o Retorno simples e do capital próprio foram os indicadores utilizados para avaliar a rentabilidade (ou não) dos diferentes projetos, nos vários cenários utilizados. Sempre que se revelou necessário, complementei a análise de rentabilidade económico-financeira dos projetos retidos com recurso ao cálculo do VAL, através de uma aplicação que formulei.

A primeira constatação aponta para resultados negativos nos primeiros anos da vida dos projetos. Estas evoluções negativas decorrem de custos iniciais elevados de instalação e exploração, nomeadamente, as amortizações, os encargos com pessoal e a manutenção preventiva da instalação (ver planilhas de modelo energético RETScreen – Projeto de Produção de Eletricidade, Anexo A e Anexo B e o cálculo do VAL ver Anexo C – Na versão impressa apresentam-se planilhas de cálculo do VAL da TIR e do PAYBACK de alguns projetos. Todos os anexos referentes ao cálculo do VAL da TIR e do PAYBACK são apresentados em CD).

6.3.1 Análise de rentabilidade económico-financeira aproveitamento de energia solar fotovoltaico

Foram analisados 17 projetos, representando um investimento global de 770.250.000 (setecentos e setenta milhões, duzentos e cinquenta mil euros), para uma produção total de 237 MW (solutions, 2011).

Todos os equipamentos considerados são fabricados pela Martifer Solar, com células de polissilício, modelo MS-230P, com uma potência de 230 Wp por unidade.

Com a implementação desses projetos asseguramos a redução anual líquida de emissões de GEE equivalentes a, aproximadamente, 458.143 tCO₂ correspondentes a não utilização de 83.906 veículos automóveis.

Tendo em conta as incertezas existentes no futuro, diversos fatores podem conjugar-se para afectar de forma negativa (ou positiva) as performances da empresa tal como projectada. Por essa razão procedemos à análise de sensibilidade dos projetos alterando simultaneamente duas ou mais variáveis mais relevantes e avaliar os seus impactos.

6.3.1.1 Cenário 1- fator de utilização 19%- excessivamente prudente

Corresponde ao pior cenário de número de horas médias de sol durante um ano, equivalente a 1664.4 horas / ano (4.56 horas médias de sol por dia). Considera-se para efeitos de análise três alternativas para o estudo das sensibilidades dos projetos relativamente aos preços de exportação de energia para a rede elétrica.

ALTERNATIVA 1

Nesta alternativa consideramos que o preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 91 €/MWh, equivalente à tarifa mínima praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia, quando o consumo for superior ao escalão básico estabelecido.

Com esses pressupostos foram calculados os indicadores da TIR do capital próprio e dos activos antes dos impostos. De igual modo, procedeu-se ao cálculo do retorno simples e do retorno do capital próprio. Os resultados encontram-se no Anexo B¹⁸.

A Tabela 6.5 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.5 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos-ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos-ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio
Santiago								
PS da Achada da Cidade Velha	3,8%	-2,0%	26,2	23,1	1,4%	-1,6%	26,2	26,4
PS da Achada da Ponta Bomba I	4,0%	-1,9%	25,8	22,8	1,6%	-1,5%	25,8	26,1
PS da Achada da Ponta Bomba II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,6%	-1,5%	25,8	26,1
PS da Achada Ribeira Pedro I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,6%	-1,5%	25,8	26,1
PS da Achada Ribeira Pedro II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,6%	-1,5%	25,8	26,1
PS DA ACHADA BELA COSTA I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA BELA COSTA II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA TAMBARINA I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA TAMBARINA II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DE PONTA DE LOBO I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DE PONTA DE LOBO II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA DE SALINEIRO I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA DE SALINEIRO II	3,9%	-2,0%	25,9	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA BARNEL I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA ACHADA BARNEL II	3,9%	-2,0%	26,1	23,0	1,5%	-1,6%	26,1	26,3
PS DA PONTA INGLESA I	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2
PS DA PONTA INGLESA II	3,9%	-2,0%	26,0	22,9	1,5%	-1,6%	26,0	26,2

Pela Tabela 6.5 verifica-se que a TIR relativa ao capital próprio e ao total dos activos não é atractiva, com nível de rendibilidade inferior ao rendimento da maior parte das aplicações alternativas existentes no mercado, independentemente do financiamento ser assegurado pelo Governo ou pelo setor Privado. O período do retorno de capital varia entre 22 a 26 anos

Na Tabela 6.6 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 30 anos, para os projetos da alternativa 1.

¹⁸ Subentende-se que o procedimento é válido para todos os cenários considerados.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Tabela 6.6 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
PS da Achada da Cidade Velha	€ 55.300.000,00	€ 2.790.132,00	- 54.017.214,76 €
PS da Achada da Ponta Bomba I	€ 16.300.000,00	€ 820.623,00	-€ 23.743.843,54
PS da Achada da Ponta Bomba II	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS da Achada Ribeira Pedro I	€ 16.300.000,00	€ 820.623,00	-€ 23.743.843,54
PS da Achada Ribeira Pedro II	€ 48.800.000,00	€ 2.461.868,00	-€ 57.225.278,69
PS DA ACHADA BELA COSTA I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DA ACHADA BELA COSTA II	€ 65.000.000,00	€ 3.882.528,00	-€ 28.612.238,15
PS DA ACHADA TAMBARINA I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DA ACHADA TAMBARINA II	€ 97.500.000,00	€ 4.923.774,00	-€ 42.918.771,67
PS DE PONTA DE LOBO I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DE PONTA DE LOBO II	€ 81.300.000,00	€ 4.103.151,00	-€ 35.748.665,51
PS DA ACHADA DE SALUNRO I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DA ACHADA DE SALUNRO II	€ 48.800.000,00	€ 2.461.868,00	-€ 57.225.278,69
PS DA ACHADA BARNEL I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DA ACHADA BARNEL II	€ 48.800.000,00	€ 2.461.868,00	-€ 57.225.278,69
PS DA PONTA INGLESA I	€ 32.500.000,00	€ 1.641.245,00	-€ 43.084.942,32
PS DA PONTA INGLESA II	€ 65.000.000,00	€ 3.882.528,00	-€ 28.612.238,15

Pela Tabela 6.6 constata-se que o VAL é sempre negativo para todos os projetos da alternativa 1, o que configura projetos sem rentabilidade económica, aliás como foi demonstrado através do indicador TIR.

ALTERNATIVA 2

Nesta alternativa o preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 123,9 €/MWh, equivalente à tarifa de base praticada pela empresa gestora do parque fotovoltaico da Praia.

Tabela 6.7 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Tabela 6.7 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio
Santiago								
PS da Achada da Cidade Velha	10,2%	0,8%	18,2	17,1	5,4%	1,2%	18,2	19,6
PS da Achada da Ponta Bomba I	10,4%	0,9%	18,0	16,9	5,5%	1,3%	18,0	19,4
PS da Achada da Ponta Bomba II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,0	19,4
PS da Achada Ribeira Pedro I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS da Achada Ribeira Pedro II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA BELA COSTA I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA BELA COSTA II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA TAMBARINA I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA TAMBARINA II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DE PONTA DE LOBO I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DE PONTA DE LOBO II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA DE SALINEIRO I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA DE SALINEIRO II	10,4%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA BARNEL I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA ACHADA BARNEL II	10,3%	0,8%	18,1	17,0	5,5%	1,2%	18,1	19,5
PS DA PONTA INGLESA I	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5
PS DA PONTA INGLESA II	10,3%	0,9%	18,1	17,0	5,5%	1,3%	18,1	19,5

Tabela 6.7 verifica-se que a TIR relativamente ao capital próprio alcança valores compreendidos entre 10,2 % a 10,4 %, para o caso do financiamento ser garantido pelo Governo, e entre 5,4 % a 5,5 %, para o caso do financiamento ser garantido por privado. Contudo, a TIR dos activos é bastante baixa, quer para uma situação ou para outra, variando de 0,8 % a 1,3 %, revelando-se pouco atractiva. Para, além disso, o período de retorno do capital é bastante dilatado (entre 17 a 19 anos), fatores que inviabilizam a alternativa 2.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Na Tabela 6. 8 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 30 anos, para os projetos da alternativa 2 .

Tabela 6. 8 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
PS da Achada da Cidade Velha	€ 55.300.000,00	€ 3.721.030,00	-€ 32.583.474,81
PS da Achada da Ponta Bomba I	€ 16.300.000,00	€ 1.094.415,00	-€ 9.428.989,16
PS da Achada da Ponta Bomba II	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS da Achada Ribeira Pedro I	€ 16.300.000,00	€ 1.094.415,00	-€ 9.428.989,16
PS da Achada Ribeira Pedro II	€ 48.800.000,00	€ 3.283.244,00	-€ 28.541.094,10
PS DA ACHADA BELA COSTA I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA BELA COSTA II	€ 65.000.000,00	€ 4.377.709,00	€ 1.472.479,57
PS DA ACHADA TAMBARINA I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA TAMBARINA II	€ 97.500.000,00	€ 6.566.539,00	€ 9.173.643,88
PS DE PONTA DE LOBO I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DE PONTA DE LOBO II	€ 81.300.000,00	€ 5.472.124,00	-€ 4.228.336,45
PS DA ACHADA DE SAUNERO I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA DE SAUNERO II	€ 48.800.000,00	€ 3.283.244,00	-€ 28.541.094,10
PS DA ACHADA BARNEL I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA BARNEL II	€ 48.800.000,00	€ 3.283.244,00	-€ 28.541.094,10
PS DA PONTA INGLESA I	€ 32.500.000,00	€ 2.188.830,00	€ 2.607.104,88
PS DA PONTA INGLESA II	€ 65.000.000,00	€ 4.377.709,00	€ 1.472.479,57

Pela Tabela 6. 8 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 2, o que configura projetos sem rentabilidade económica, aliás como foi demonstrado através do indicador TIR.

ALTERNATIVA 3

O preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 180 €/MWh, inferior ao custo médio de geração de energia térmica convencional em Cabo Verde, que é de 240 €/MWh.

A Tabela 6.9 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.9 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 3

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio
Santiago								
PS da Achada da Cidade Velha	26,0%	4,6%	11,9	4,9	11,6%	5,0%	11,9	11,9
PS da Achada da Ponta Bomba I	26,3%	4,7%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,9
PS da Achada da Ponta Bomba II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS da Achada Ribeira Pedro I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS da Achada Ribeira Pedro II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA BELA COSTA I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA BELA COSTA II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA TAMBARINA I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA TAMBARINA II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DE PONTA DE LOBO I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DE PONTA DE LOBO II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA DE SALINEIRO I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA DE SALINEIRO II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA BARNEL I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA ACHADA BARNEL II	26,1%	4,6%	11,9	4,9	11,6%	5,0%	11,9	11,9
PS DA PONTA INGLESA I	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8
PS DA PONTA INGLESA II	26,3%	4,6%	11,9	4,8	11,6%	5,1%	11,9	11,8

Na alternativa 3 observa-se na Tabela 6.9 que a TIR do capital próprio é bastante interessante, variando entre 26 % a 26.3 %, para o caso do financiamento ser garantido pelo Governo, e de 11,6 %, para o caso do financiamento ser garantido por privado. A TIR dos activos, para a situação do financiamento ser garantido pelo Governo, varia entre 4,6 % a 4,7 % e para a situação do financiamento ser garantido por privados varia entre 5 % a 5,1 %. Estes valores equiparam-se à taxa de juro aplicada em Cabo Verde nas operações dos depósitos a prazo¹⁹. O período de retorno do capital pode ser considerado no limite, tendo em conta que os projetos em análise são de capital intensivo.

Com o fator de utilização de 19 % e utilizando somente os indicadores TIR e *Payback*, os projetos poderiam ser considerados na perspetiva de produzir energia a um custo próximo dos custos actuais da energia gerada pelas centrais térmicas tradicionais que, como já referimos, é de 240 €/MWh.

¹⁹ A taxa de juro de depósitos a prazo em Cabo Verde é de 4.5% (Fonte BCV)

Avaliação técnico-económica dos projetos

Na Tabela 6.10 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 30 anos, para os projetos da alternativa 3 .

Tabela 6.10 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 3

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
PS da Achada da Cidade Velha	€ 55.300.000,00	€ 5.308.368,00	€ 3.964.664,62
PS da Achada da Ponta Bomba I	€ 16.300.000,00	€ 1.561.276,00	€ 1.320.391,83
PS da Achada da Ponta Bomba II	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS da Achada Ribeira Pedro I	€ 16.300.000,00	€ 1.561.276,00	€ 1.320.391,83
PS da Achada Ribeira Pedro II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	€ 3.707.071,90
PS DA ACHADA BELA COSTA I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA BELA COSTA II	€ 65.000.000,00	€ 6.245.176,00	€ 44.470.533,11
PS DA ACHADA TAMBARINA I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA TAMBARINA II	€ 97.500.000,00	€ 9.367.729,00	€ 38.075.853,23
PS DE PONTA DE LOBO I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DE PONTA DE LOBO II	€ 81.300.000,00	€ 7.806.453,00	€ 49.519.121,10
PS DA ACHADA DE SALINBRE I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA DE SALINBRE II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	€ 3.707.071,90
PS DA ACHADA BARNEL I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DA ACHADA BARNEL II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	€ 3.707.071,90
PS DA PONTA INGLESA I	€ 32.500.000,00	€ 3.122.552,00	€ 2.607.104,88
PS DA PONTA INGLESA II	€ 65.000.000,00	€ 6.245.176,00	€ 44.470.533,11

Pela Tabela 6.10 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 3, o que configura projetos sem rentabilidade económica.

6.3.1.2 Cenário 2- fator de utilização 29%

Todas as fontes consultadas, com excepção da Gesto Energy Solutions (solutions, 2011), indicam que o número de horas médias de sol durante um ano é de 2540.4 horas/ ano (7 horas médias de sol por dia).

ALTERNATIVA 1

Nesta alternativa consideramos que o preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 91 €/MWh, equivalente ao preço mínimo da eletricidade praticado pela empresa gestora do parque eólico da Praia, quando o consumo for superior ao escalão básico.

Avaliação técnico-económica dos projetos

A Tabela 6.11 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.11 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio
Santiago								
PS da Achada da Cidade Velha	14,5%	2,1%	15,5	14,2	7,5%	2,6%	15,5	17,1
PS da Achada da Ponta Bomba I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS da Achada da Ponta Bomba II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS da Achada Ribeira Pedro I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS da Achada Ribeira Pedro II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA BELA COSTA I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA BELA COSTA II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA TAMBARINA I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA TAMBARINA II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DE PONTA DE LOBO I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DE PONTA DE LOBO II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA DE SALINEIRO I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA DE SALINEIRO II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA BARNEL I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA ACHADA BARNEL II	14,6%	2,2%	15,4	14,1	7,5%	2,6%	15,4	17,0
PS DA PONTA INGLESA I	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0
PS DA PONTA INGLESA II	14,7%	2,2%	15,4	13,9	7,6%	2,6%	15,4	17,0

Pelos dados calculados observa-se na Tabela 6.11 que a TIR relativamente ao capital próprio, no caso do financiamento ser assegurado pelo Governo, varia entre 14,5 % a 14,7 % e no caso do financiamento ser assegurado pelo setor privado varia entre 7,5 % a 7,6 %. Contudo, a TIR relativamente ao activo é de baixa rendibilidade variando, para a situação do Governo, entre 2,1 % a 2,2 % e para a situação do privado a TIR é de 2,6 %. O retorno do capital processa-se num período muito longo, pelo que esta alternativa não é de se considerar.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Na Tabela 6.12 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 30 anos, para os projetos da alternativa 1 .

Tabela 6.12 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
PS da Achada da Cidade Velha	€ 55.300.000,00	€ 4.258.622,00	-€ 20.205.526,72
PS da Achada da Ponta Bomba I	€ 16.300.000,00	€ 1.252.529,00	-€ 5.788.445,99
PS da Achada da Ponta Bomba II	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS da Achada Ribeira Pedro I	€ 16.300.000,00	€ 1.252.529,00	-€ 5.788.445,99
PS da Achada Ribeira Pedro II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	-€ 17.619.418,53
PS DA ACHADA BELA COSTA I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DA ACHADA BELA COSTA II	€ 65.000.000,00	€ 5.010.175,00	€ 16.034.882,51
PS DA ACHADA TAMBARINA I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DA ACHADA TAMBARINA II	€ 97.500.000,00	€ 7.515.233,00	-€ 4.577.496,03
PS DE PONTA DE LOBO I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DE PONTA DE LOBO II	€ 81.300.000,00	€ 6.262.704,00	€ 13.974.609,66
PS DA ACHADA DE SALINHO I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DA ACHADA DE SALINHO II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	-€ 17.619.418,53
PS DA ACHADA BARNEL I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DA ACHADA BARNEL II	€ 48.800.000,00	€ 4.683.828,00	-€ 17.619.418,53
PS DA PONTA INGLESA I	€ 32.500.000,00	€ 2.505.058,00	-€ 11.610.570,76
PS DA PONTA INGLESA II	€ 65.000.000,00	€ 5.010.175,00	€ 16.034.882,51

Pela Tabela 6.12 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 1, o que configura projetos sem rentabilidade económica, aliás como foi demonstrado através do indicador TIR.

ALTERNATIVA 2

O preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 123,9 €/MWh, equivalente à tarifa de base praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia.

A Tabela 6.13 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.13 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples	Retorno do capital próprio
Santiago								
PS da Achada da Cidade Velha	31,2%	5,4%	11,1	3,8	13,0%	5,8%	11,1	10,2
PS da Achada da Ponta Bomba I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS da Achada da Ponta Bomba II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS da Achada Ribeira Pedro I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS da Achada Ribeira Pedro II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA BELA COSTA I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA BELA COSTA II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA TAMBARINA I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA TAMBARINA II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DE PONTA DE LOBO I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DE PONTA DE LOBO II	31,4%	5,4%	11,0	3,8	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA DE SALINEIRO I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA DE SALINEIRO II	31,3%	5,4%	11,0	3,8	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA BARNEL I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS DA ACHADA BARNEL II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,1%	5,8%	11,0	10,1
PS DA PONTA INGLESA I	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1
PS DA PONTA INGLESA II	31,5%	5,4%	11,0	3,7	13,0%	5,8%	11,0	10,1

Na alternativa 2 observa-se na Tabela 6.13 que a TIR relativamente ao capital próprio é muito boa, variando entre 31,2 % a 31,5 %, no caso do financiamento ser garantido pelo Governo, e entre 13 % a 13,1 %, no caso do financiamento ser garantido por privado. A TIR dos activos é de 5,4 %, no caso do financiamento ser garantido pelo Governo, e de 5,8 % no caso do financiamento ser garantido por privado. Estes valores apresentam rentabilidade superior ao rendimento da maior parte das aplicações alternativas no mercado. O período do retorno do capital próprio, para alternativa Governo, é de 4 anos para alternativa privado é de 10 anos.

Conclui-se, pois, que os projetos solares só devem ser considerados para fatores de utilização igual ou superior a 29 % e tarifas de exportação para a rede igual ou superior a 123,9 €/MWh

Entretanto, qualquer taxa superior a 5,8 %, exigida pelo investidor privado ou pelas instituições financeiras, torna os projetos inviáveis.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Na Tabela 6.14 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 30 anos, para os projetos da alternativa 2 .

Tabela 6.14 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
PS da Achada da Cidade Velha	€ 55.300.000,00	€ 5.679.467,00	€ 12.509.144,75
PS da Achada da Ponta Bomba I	€ 16.300.000,00	€ 1.670.423,00	€ 3.833.479,64
PS da Achada da Ponta Bomba II	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS da Achada Ribeira Pedro I	€ 16.300.000,00	€ 1.670.423,00	€ 3.833.479,64
PS da Achada Ribeira Pedro II	€ 48.800.000,00	€ 5.011.268,00	€ 11.246.312,30
PS DA ACHADA BELA COSTA I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DA ACHADA BELA COSTA II	€ 65.000.000,00	€ 6.681.767,00	€ 54.522.953,41
PS DA ACHADA TAMBARINA I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DA ACHADA TAMBARINA II	€ 97.500.000,00	€ 10.022.612,00	€ 53.154.403,10
PS DE PONTA DE LOBO I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DE PONTA DE LOBO II	€ 81.300.000,00	€ 8.352.189,00	€ 62.084.583,17
PS DA ACHADA DE SAUNIBRO I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DA ACHADA DE SAUNIBRO II	€ 48.800.000,00	€ 5.011.268,00	€ 11.246.312,30
PS DA ACHADA BARNEL I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DA ACHADA BARNEL II	€ 48.800.000,00	€ 5.011.268,00	€ 11.246.312,30
PS DA PONTA INGLESA I	€ 32.500.000,00	€ 3.340.845,00	€ 7.633.257,47
PS DA PONTA INGLESA II	€ 65.000.000,00	€ 6.681.767,00	€ 54.522.953,41

Pela Tabela 6.14 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 1, o que configura projetos sem rentabilidade económica.

6.3.1.3 Análise conclusiva

Qualquer das alternativas do cenário 1, do ponto de vista estritamente económico, são inviáveis como se pode verificar através dos indicadores calculados (TIR, *Payback* e VAL). Os elementos determinantes que concorrem para a inviabilização do cenário 1 são: o fator de utilização, os custos de investimento e as tarifas aplicadas na exportação de eletricidade para a rede.

Relativamente ao cenário 2, a alternativa 1 é inviável analisada na perspetiva da TIR. Quanto à alternativa 2, analisada na perspetiva da TIR, apresenta valores competitivos com nível de rentabilidade da maior parte das aplicações alternativas existentes no mercado. Entretanto qualquer exigência com a taxa de retorno acima dos 5,8 % inviabiliza todas as alternativas do cenário 2. Por outro lado, o VAL é sempre inferior ao investimento inicial nas alternativas do cenário 2 o que torna inviável, do ponto de vista de rentabilidade económica os projetos do cenário 2. Sendo o VAL negativo para projetos financiados pelo Governo com taxa de actualização superior a 5,8 %, declinei analisar a perspetiva privada em que as taxas de juros são superiores às taxas oferecidas ao Governo.

6.3.2 Análise de rentabilidade económico-financeira aproveitamento de energia eólica.

Foram analisados 9 projetos, representando um investimento global de 147.148.000 (cento e quarenta e sete milhões, cento e quarenta e oito mil) euros, para uma potência instalada de 68 MW.

Para os projetos eólicos todos os equipamentos considerados são fabricados pela VESTAS com potência de 850 kW por aerogerador.

Com a implementação desses projetos asseguramos a redução anual líquida de emissões de GEE equivalentes a, aproximadamente, 161.140 tCO₂ correspondentes a não utilização de 29.513 veículos elétricos.

Tendo em conta as incertezas existentes no futuro, diversos fatores podem conjugar-se para afectar de forma negativa (ou positiva) as performances dos projetos. Por essa razão procedeu-se à análise de sensibilidade dos projetos alterando simultaneamente duas ou mais variáveis mais relevantes e avaliou-se os seus impactos.

6.3.2.1 Cenário 1- fator de utilização 31% corresponde ao fator de utilização num cenário prudente.

ALTERNATIVA 1

Nesta alternativa consideramos que o preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 91 €/MWh, correspondente à tarifa mínima praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia, para consumos superiores ao escalão de base.

Com esses pressupostos calculamos os indicadores da TIR relativamente ao capital próprio, e ao total dos activos. De igual modo procedeu-se ao cálculo do retorno relativamente ao activo e ao capital próprio. Os resultados encontram-se no Anexo A²⁰.

A Tabela 6.15 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

²⁰ Subentende-se que o procedimento é válido para todos os cenários considerados.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Tabela 6.15 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)
Santiago								
PE da Achada do Descanso	51,4%	4,5%	8,9	2,1	16,4%	5,2%	8,9	6,6
PE de Achada da Mostarda	55,9%	5,2%	8,5	1,9	17,6%	5,8%	8,5	6,2
PE de Forno	52,7%	4,7%	8,8	2,0	16,7%	5,4%	8,8	6,5
PE de Monte Leão	39,9%	2,7%	9,9	2,8	13,3%	3,4%	9,9	8,2
PE de Montes Redondos	53,8%	4,9%	8,7	2,0	17,0%	5,5%	8,7	6,4
PE de Pedra Branca	39,9%	2,7%	9,9	2,8	15,4%	4,6%	9,2	7,1
PE de Praia Baixo	42,0%	3,1%	9,7	2,6	13,8%	3,7%	9,7	7,9
PE de Rui Vaz	42,2%	3,1%	9,7	2,6	13,9%	3,8%	9,7	7,8
PE Monte da Chaminé	40,8%	2,9%	9,8	2,7	13,5%	3,6%	9,8	8,1

Constata-se pelos dados da Tabela 6.15 que a TIR do capital próprio, para a alternativa do financiamento ser assegurado pelo Governo, é bastante elevada variando de 39,9 % a 55,9 % e para alternativa do financiamento ser assegurado pelo privado varia de 13,3 % a 17,6 %. Contudo, a TIR para o activo não oferece margem de risco variando de 2,7 % a 5,2 %, para alternativa Governo e de 3,4 % a 5,8 %, para alternativa privado.

Na Tabela 6.16 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 20 anos, para os projetos da alternativa 1 .

Tabela 6.16 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
Santiago			
PE da Achada do Descanso	€ 11.000.000,00	€ 1.365.297,00	- 412.799,07 €
PE de Achada da Mostarda	€ 38.600.000,00	€ 5.007.556,00	1.582.942,03 €
PE de Forno	€ 9.100.000,00	€ 1.138.081,00	- 9.562.485,00 €
PE de Monte Leão	€ 8.300.000,00	€ 910.465,00	5.821.640,71 €
PE de Montes Redondos	€ 26.800.000,00	€ 3.414.242,00	130.269,57 €
PE de Pedra Branca	€ 15.100.000,00	€ 1.820.929,00	- 569.356,00 €
PE de Praia Baixo	€ 16.000.000,00	€ 1.820.929,00	- 3.255.926,54 €
PE de Rui Vaz	€ 8.100.000,00	€ 910.465,00	- 1.630.106,33 €
PE Monte da Chaminé	€ 14.200.000,00	€ 1.593.313,00	- 3.187.841,04 €

Pela Tabela 6.16 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 1, o que configura projetos sem rentabilidade económica.

ALTERNATIVA 2

O preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 123,9 €/MWh, correspondente à tarifa de base praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia quando aquela consumir para além do escalão básico.

A Tabela 6. 17 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6. 17 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)	TIR antes impostos capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)
Santiago								
PE da Achada do Descanso	92,4%	10,0%	6,5	1,1	26,9%	10,6%	6,5	4,0
PE de Achada da Mostarda	99,0%	10,8%	6,2	1,0	28,5%	11,4%	6,2	3,7
PE de Forno	94,0%	10,2%	6,4	1,1	25,6%	10,0%	6,7	4,2
PE de Monte Leão	75,5%	7,9%	7,3	1,4	22,6%	8,5%	7,3	4,8
PE de Montes Redondos	96,0%	10,4%	6,3	1,1	27,8%	11,1%	6,3	3,8
PE de Pedra Branca	87,4%	9,4%	6,7	1,2	25,7%	10,0%	6,7	4,2
PE de Praia Baixo	79,0%	8,3%	7,1	1,3	23,6%	9,0%	7,1	4,6
PE de Rui Vaz	78,8%	8,3%	7,1	1,3	23,5%	9,0%	7,1	4,6
PE Monte da Chaminé	77,3%	8,1%	7,2	1,3	23,1%	8,8%	7,2	4,7

Constata-se pelos dados da Tabela 6. 17 que a TIR relativamente ao capital próprio, para a alternativa do financiamento ser assegurado pelo Governo, é bastante elevada variando de 75,5 % a 99 % e é atractiva, também, para a alternativa do financiamento ser assegurado pelo privado, variando de 22,6 % a 28,5 %. A TIR para o activo, para alternativa Governo, varia de 7,9 % a 10,8 %. A alternativa privada, relativamente ao total do activo é mais favorável, variando de 8,5 % a 11,4 %, apresentando valores competitivos com nível de rendibilidade da maior parte das aplicações alternativas existentes no mercado. O retorno de capital próprio e do activo processam-se em períodos aceitáveis, variando entre 1 a 7 anos.

Avaliação técnico-económica dos projetos

Na Tabela 6.18 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 20 anos, para os projetos da alternativa 2 .

Tabela 6.18 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
Santiago			
PE da Achada do Descanso	€ 11.000.000,00	€ 1.821.347,00	7.183.554,40 €
PE de Achada da Mostarda	€ 38.600.000,00	€ 6.678.274,00	29.436.260,34 €
PE de Forno	€ 9.100.000,00	€ 1.517.790,00	7.726.814,91 €
PE de Monte Leão	€ 8.300.000,00	€ 1.214.232,00	3.047.426,83 €
PE de Montes Redondos	€ 26.800.000,00	€ 4.553.369,00	19.121.186,60 €
PE de Pedra Branca	€ 15.100.000,00	€ 2.428.463,00	8.612.742,17 €
PE de Praia Baixo	€ 16.000.000,00	€ 2.428.436,00	6.872.555,88 €
PE de Rui Vaz	€ 8.100.000,00	€ 1.214.232,00	3.434.134,87 €
PE Monte da Chaminé	€ 14.200.000,00	€ 2.124.905,00	5.624.562,51 €

Pela Tabela 6.18 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 2, o que configura projetos sem rentabilidade económica.

6.3.2.2 Cenário 2- fator de utilização 36%

Corresponde ao fator de utilização adoptado pelo estudo da Gesto Energy Solutions (solutions, 2011).

ALTERNATIVA 1

Nesta alternativa consideramos que o preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 91 €/MWh, correspondente à tarifa mínima de eletricidade praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia, quando o consumo for superior ao escalão básico.

A Tabela 6.19 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.19 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 1

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos - ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)
Santiago								
PE da Achada do Descanso	69,4%	7,0%	7,6	1,5	21,1%	7,7%	7,6	5,1
PE de Achada da Mostarda	74,5%	7,7%	7,3	1,4	22,4%	8,3%	7,3	4,8
PE de Forno	71,0%	7,2%	7,5	1,5	21,5%	7,9%	7,5	5,0
PE de Monte Leão	52,3%	4,6%	8,8	2,0	16,6%	5,3%	8,8	6,6
PE de Montes Redondos	72,0%	7,4%	7,5	1,5	21,7%	8,0%	7,5	5,0
PE de Pedra Branca	64,6%	6,4%	7,9	1,6	19,8%	7,0%	7,9	5,5
PE de Praia Baixo	59,6%	5,7%	8,2	1,8	18,6%	6,4%	8,2	5,9
PE de Rui Vaz	56,0%	5,2%	8,5	1,9	17,6%	5,8%	8,5	6,2
PE Monte da Chaminé	57,2%	5,4%	8,4	1,9	17,9%	6,0%	8,4	6,1

Constata-se pelos dados da Tabela 6.19 que a TIR do capital próprio, para a alternativa do financiamento ser assegurado pelo Governo, é bastante elevada variando de 52,3 % a 74,5% e é atractiva, também, para a alternativa do financiamento ser assegurado pelo privado, variando de 16,6 % a 22,4%. A TIR relativamente ao activo, é atractiva para a alternativa Governo, variando de 4,6 % a 7,7 %. A alternativa privada é mais favorável, variando de 5,3 % a 8,3 %. O retorno relativamente ao capital próprio e ao activo processa-se em períodos aceitáveis, variando entre 1 a 9 anos.

Na Tabela 6.20 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 20 anos, para os projetos da alternativa 1 .

Tabela 6.20 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 1.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
Santiago			
PE da Achada do Descanso	€ 11.000.000,00	€ 1.365.297,00	2.033.688,35 €
PE de Achada da Mostarda	€ 38.600.000,00	€ 5.007.556,00	9.919.258,86 €
PE de Forno	€ 9.100.000,00	€ 1.138.081,00	4.456.740,20 €
PE de Monte Leão	€ 8.300.000,00	€ 910.465,00	- 1.245.456,97 €
PE de Montes Redondos	€ 26.800.000,00	€ 3.414.242,00	5.810.124,87 €
PE de Pedra Branca	€ 15.100.000,00	€ 1.820.929,00	1.350.745,39 €
PE de Praia Baixo	€ 16.000.000,00	€ 1.820.929,00	708.799,43 €
PE de Rui Vaz	€ 8.100.000,00	€ 910.465,00	- 544.965,98 €
PE Monte da Chaminé	€ 14.200.000,00	€ 1.593.313,00	- 217.579,89 €

Pela Tabela 6.20 constata-se que o VAL é sempre inferior ao investimento inicial para todos os projetos da alternativa 1, o que configura projetos sem rentabilidade económica.

ALTERNATIVA 2

O preço de eletricidade exportada para a rede da ELECTRA é de 123,9 €/MWh, igual à tarifa de base praticada pela empresa gestora do parque eólico da Praia que é de 123,9 €/ MWh.

A Tabela 6.21 resume os principais indicadores calculados para os diferentes projetos.

Tabela 6.21 Quadro resumo dos indicadores económicos de alternativa 2

Projecto	Governo				Privado			
	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos-ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)	TIR antes impostos-capital próprio	TIR antes impostos-ativos	Retorno simples (ANOS)	Retorno do capital próprio (ANOS)
Santiago								
PE da Achada do Descanso	117,7%	13,0%	5,6	0,9	33,2%	13,6%	5,6	3,2
PE de Achada da Mostarda	125,0%	13,8%	5,4	0,8	35,0%	14,4%	5,4	3,0
PE de Forno	119,6%	13,2%	5,5	0,9	33,7%	13,8%	5,5	3,1
PE de Monte Leão	94,4%	10,2%	6,4	1,1	27,4%	10,9%	6,4	3,9
PE de Montes Redondos	121,6%	13,4%	5,5	0,8	34,1%	14,0%	5,5	3,1
PE de Pedra Branca	111,3%	12,2%	5,8	0,9	31,6%	12,9%	5,8	3,4
PE de Praia Baixo	103,6%	11,3%	6,0	1,0	29,7%	12,0%	6,0	3,6
PE de Rui Vaz	99,3%	10,8%	6,2	1,0	28,6%	11,5%	6,2	3,7
PE Monte da Chaminé	100,5%	11,0%	6,2	1,0	28,9%	11,6%	6,2	3,7

Constata-se pelos dados da Tabela 6.21 que a TIR relativamente ao capital próprio e ao activo, é atractiva para as duas alternativas de financiamento, variando entre 28,6 % a 121,6 % para o capital próprio, e entre 10,2 % a 14,4 % para o investimento global. O retorno relativamente ao capital próprio e ao activo processam-se, também, em períodos aceitáveis, variando entre 1 a 6 anos.

Na Tabela 6.22 apresenta-se o resumo do cálculo do VAL, ao fim de 20 anos, para os projetos da alternativa 2 .

Tabela 6.22 Quadro resumo do indicador VAL da alternativa 2.

Projecto	Investimento (€)	Receita (€)	VAL (€)
Santiago			
PE da Achada do Descanso	€ 11.000.000,00	€ 1.821.347,00	11.798.757,10 €
PE de Achada da Mostarda	€ 38.600.000,00	€ 6.678.274,00	46.130.759,17 €
PE de Forno	€ 9.100.000,00	€ 1.517.790,00	8.300.349,65 €
PE de Monte Leão	€ 8.300.000,00	€ 1.214.232,00	5.721.790,55 €
PE de Montes Redondos	€ 26.800.000,00	€ 4.553.369,00	30.515.140,97 €
PE de Pedra Branca	€ 15.100.000,00	€ 2.428.463,00	14.630.516,27 €
PE de Praia Baixo	€ 16.000.000,00	€ 2.428.436,00	13.387.443,35 €
PE de Rui Vaz	€ 8.100.000,00	€ 1.214.232,00	6.239.877,47 €
PE Monte da Chaminé	€ 14.200.000,00	€ 2.124.905,00	11.166.995,29 €

Tabela 6.22 verifica-se que os projetos em que o VAL é superior ao investimento inicial são os de PE de Monte Redondo (Investimento 26.800.000€ e VAL 30.515.140,97 €), PE da Achada Descanço (Investimento 11.000.000 € e VAL 11.798.757,10€) e PE de Achada da Mostarda (Investimento 38.600.000 € e VAL 46.130.759,17 €), pelo que somente estes podem ser retidos do ponto de vista da sua rentabilidade económica.

6.3.2.3 ANÁLISE CONCLUSIVA

A alternativa 1 do cenário 1, que pressupõe o fator de utilização de 31 % e tarifa de exportação para a rede de 91 €/ MWh, não é viável. A alternativa 2 do cenário 1, cuja tarifa de exportação para a rede é de 123,9 €/ MWh do ponto de vista da TIR apresenta rentabilidade superior ao rendimento da maior parte das aplicações alternativas no mercado. Qualquer exigência acima de 6% inviabiliza todos os projetos de alternativa 2 cenário 1. Contudo, pela análise do indicador VAL conclui-se que ele é sempre inferior ao investimento inicial, o que inviabiliza os projetos, sempre na perspetiva das suas rentabilidades económicas.

Relativamente a alternativa 1 do cenário 2, que pressupõe o fator de utilização de 36 % e tarifa de exportação para a rede de 91 €/ MWh, a TIR apresenta, em geral, rentabilidade superior ao rendimento da maior parte das aplicações alternativas no mercado. Qualquer exigência acima dos 7,5 % inviabiliza esta alternativa. Contudo analisada na perspetiva do VAL o valor actual, embora positivo, é inferior ao investimento inicial. A alternativa 2 do cenário 2, cuja tarifa de exportação para a rede é de 123,9 €/ MWh, é a que apresenta maior TIR variando entre 9,2 % a 13,7 %, representando algum conforto para as exigências dos investidores.

Na perspetiva do VAL somente os projetos de PE de Monte Redondo (Investimento 26.800.000€ e VAL 30.515.140,97 €), PE da Achada Descanço (Investimento 11.000.000 € e VAL 11.798.757,10€) e PE de Achada da Mostarda (Investimento 38.600.000 € e VAL 46.130.759,17€), é que tem viabilidade.

6.4 Conclusão

Os projetos fotovoltaico analisados estritamente na perspetiva de rentabilidade económica são inviáveis e com TIR pouco atrativas. Os fatores principais que concorrem para esta situação são os elevados graus de investimento e as tarifas de exportação de energia para a rede. Relativamente ao fator de utilização estudos devem ser levados a cabo no sentido de uma melhor avaliação desse fator. Os projetos eólicos são rentáveis com o fator de utilização igual ou superior a 36% e o preço da eletricidade exportada para a rede de 123,9 euros/ MWh. Afigura-se óbvio que a dinâmica do desenvolvimento do aproveitamento das energias eólica e fotovoltaica tem que alicerçar-se em outras valências que não as de carácter estritamente económico.

Os projetos eólicos revelam-se mais atrativos, do ponto de vista da sua rentabilidade económica, face aos projetos fotovoltaicos.

A melhor estratégia de financiamento é na conjugação de esforços do setor público e privado, designadamente através da PPP (parceria público privado), potenciando os efeitos dos

Avaliação técnico-económica dos projetos

benefícios recolhidos através da obtenção das taxas de juros concessionais (opção Governo) e TIR mais elevados (opção Privado).

As explorações dos parques eólicos e solares devem ser feitas em regime empresarial (público ou privada) em contrato com cláusula *“take or pay”*.

7 CONCLUSÃO

7.1 Análise conclusiva

O parque electroprodutor cabo-verdiano assenta, predominantemente, em centrais termoelétricas alimentadas por combustíveis fósseis, particularmente a geração com recurso a *fuelóleo* que representa, respectivamente, em potência instalada e em produção, cerca de 50 % (54,4 MW) e 77 % (238 GWh) da energia total produzida. A economia energética cabo-verdiana encontra-se, desta forma, dependente da volatilidade dos mercados petrolíferos, ficando, assim, sujeita às constantes variações do preço dos combustíveis. O custo de geração de energia apartir das centrais termoeletricas é de 240 €/MWh.

As tarifas de eletricidade praticadas em Cabo Verde, devido à dependência de combustíveis fósseis, registam valores bastantes superiores à média de países como, Senegal, Costa do Marfim, Camarões, Gana, Guiné-Bissau e Nigéria .

O actual sistema produtor de energia elétrica regista uma instabilidade considerável, no que diz respeito à garantia de fornecimento de energia às populações, causada, essencialmente, pela ocorrência de falhas e avarias nos grupos geradores, bem como pela ocorrência de defeitos nas redes de transporte e distribuição. A qualidade e a fiabilidade dos sistemas são condicionadas pelos recorrentes *blackouts*, que são originados, essencialmente, pela ocorrência de falhas e defeitos nos grupos e redes de distribuição.

As estimativas apresentadas neste estudo apontam para uma duplicação do consumo de energia elétrica no arquipélago de Cabo Verde para os próximos anos, sustentada por uma TCMA de 7,5 % na próxima década. Esse aumento da procura em energia elétrica é devido, sobretudo, ao crescimento dinâmico da economia induzido por avultados investimentos externos.

Prevê-se que as necessidades de água, de forma a responder ao desenvolvimento económico e ao aumento das taxas de cobertura da rede de abastecimento, conduzam a um aumento da sua produção, assistindo-se ao aumento significativo do consumo de eletricidade neste setor.

Cabo Verde é um país específico e tem uma forte integração das valências “abastecimento de combustíveis/ eletricidade / água” que obriga a uma coerência de estratégias nesses 3 setores.

O Código de eletricidade define claramente o objetivo de aumentar a utilização das energias renováveis e da cogeração . A partir de 2010, o investimento na energia eólica teve um forte dinamismo. Assim, foram instalados 5 parques eólicos nas ilhas de Santiago, S.Vicente, Sal, Boavista e Santo Antão, com uma potência instalada total de 26,5 MW.

O SEP de Santiago é caracterizado por uma diversidade de fontes de geração de energia elétrica. A geração térmica convencional é predominante, representando cerca de 44 MW (75 % do total) de potência instalada. As fontes de energia renovável totalizam uma potência instalada de 14.73 MW (25 %). A recente interligação, realizada entre a subestação da Praia e a subestação de Calheta, financiada pelo BAD/ JBIC, tem por objetivo a eliminação das centrais e micro-centrais do interior de Santiago que produzem energia com recurso a óleo combustível.

Tendo em conta o quadro retratado o recurso à energia renovável afigura-se incontornável para fazer face ao crescimento incessante da procura energética. Assim, recomenda-se a alteração da composição do parque electroprodutor, investindo em tecnologias renováveis com custos de exploração reduzidos e a identificação e eliminação das perdas não técnicas responsáveis pelo agravamento do custo de geração de energia no Arquipélago.

Cabo Verde tem um potencial de energias renováveis estimado em 2.600 MW, tendo sido identificados mais de 650 MW em projetos concretos, com custos de produção inferiores aos dos combustíveis fósseis. A radiação global média anual, para grande parte do território, varia entre 1.800 e os 2.000 kWh/m²/ano, para a inclinação e exposição natural do terreno, com um potencial de mais de 3.750 horas de sol por ano. Em Santiago registam-se velocidades médias de 7 m/s entre 500 e 900 m de altitude.

Com base nos resultados do processo de identificação das Zonas para Desenvolvimento de Energias Renováveis (ZDER), foi identificado um potencial de mais de 305 MW na ilha de Santiago, sendo 237 MW de energia fotovoltaico e 68 MW de energia eólica. Em consequência identificaram-se, para a ilha de Santiago, 17 projetos fotovoltaicos e 9 projetos eólicos, representando um investimento global de 917.390.000 € (novecentos e dezassete milhões, trescentos e noventa mil euros), para uma produção total de 335 MW. Com a implementação desses projetos assegura-se a redução anual líquida de emissões de GEE equivalentes a, aproximadamente, 458.143 tCO₂.

A análise de rentabilidade económica dos projetos eólicos e fotovoltaicos da ilha de Santiago, efectuada com base na TIR, no *Payback* e VAL, revela que o nível geral de rentabilidade intrínseca dos projetos é relativamente baixa, com extensos períodos de recuperação dos investimentos. De qualquer modo, nos cenários/alternativas mais favoráveis, a TIR supera aplicações alternativas como o investimento em Obrigações do Tesouro ou Depósitos a Prazo.

Os projetos eólicos, que apresentam maior grau de rentabilidade, são economicamente viáveis com o fator de utilização a 36% e o preço da eletricidade exportada para a rede de 123,9 euros/ MWh. Refira-se, designadamente, aos projetos de PE de Monte Redondo, PE da Achada Descançoe Pe de Achada da Mostarda.

A implementação das energias renováveis em Cabo Verde exige importantes investimentos que por ventura as instituições públicas não estão em condições de assegurar. A necessidade de investimentos iniciais elevados e de conhecimentos técnicos especializados requer o envolvimento do setor privado. Contudo, pelas conclusões de estudo, o cenário de investimento privado pode ser atrativo para projetos de energia eólica e de risco moderado a elevado para projetos fotovoltaicos. Em todo o caso, o desenvolvimento das energias renováveis é uma prioridade governamental bem estabelecida, registando-se situações em que o nível de penetração das energias renováveis aproxima-se dos 30 %, o que pode ser considerado bastante aceitável.

Neste particular, pode-se afirmar que a variável chave de rentabilização dos projetos é o fator de utilização, ou seja, o número de horas anual de radiação solar e a velocidade média do

vento. As alternativas consideradas demonstram que a rentabilidade aumenta em todos os cenários quando o grau de utilização aumenta.

O elemento preço é igualmente importante para a rentabilização dos projetos.

Importa referir que o investimento em energia renovável exige uma atenção especial à redução das perdas técnicas e não técnicas, para permitir a utilização mais eficiente da energia gerada.

Como conclusão final recomendo que o aspecto rentabilidade financeira não pode ser o único fator de decisão em questões relacionadas com o aproveitamento da energia eólica e fotovoltaica, sendo necessário entrar em linha de conta com outros elementos, como sejam, o impacte ambiental, os efeitos na balança de pagamentos e a criação de novos postos de trabalho, de forma directa e/ou indirecta.

7.2 Perspetivas futuras

As energias renováveis têm vindo a ganhar expressão no conjunto da produção mundial de energia, embora não ao ritmo que seria desejável. Países como a Alemanha, Dinamarca e outros países escandinavos, China e recentemente os EUA, têm investido a fundo nessa área, com resultados animadores para o resto do mundo, incluindo Cabo Verde.

As condições climáticas do país asseguram um nível de exposição aos raios solares e aos ventos que colocam Cabo Verde em posição muito favorável ao desenvolvimento destes dois tipos de energia alternativa. Experiências recentes levadas a cabo no país apontam claramente nessa direcção, ainda que os custos se revelem relativamente elevados.

Até 2020, preve-se instalar mais de 140 MW de energias renováveis através de um plano de investimentos superior a 300 milhões de euros. Este Plano permitirá a criação de mais de 800 postos de trabalho directos e indirectos e permitirá atingir, em 2020, custos de geração de energia 20% inferiores aos actuais. Nas ilhas de Santiago e São Vicente é possível atingir uma taxa de penetração de Energias Renováveis próxima dos 60 %. Serão também economizados cerca de 37 milhões de euros em importações, o equivalente a cerca de 75 milhões de litros de fuelóleo ou gasóleo e, 225.000 toneladas de emissões de CO₂.

De salientar, ainda, o impacto ambiental muito positivo que decorre do desenvolvimento destas energias alternativas. Embora o país não faça parte do grupo dos maiores poluentes, importa juntar esforços com os que no plano internacional procuram combater o aquecimento global, na perspectiva de que cada tonelada de CO₂ que não é emitida para a atmosfera é um contributo valioso para a vida no planeta.

É de todo recomendável que as futuras unidades geradoras do sistema elétrico de Santiago sejam, preferencialmente, utilizadoras de fontes de energia renovável, com destaque para a eólica, que, como ficou provado, apresenta maior rentabilidade económica que o recurso à energia fotovoltaica. É importante continuar a investigação e avaliação do sistema elétrico de Santiago, sob o ponto de vista da sua expansão, pois só com um adequado planeamento é possível garantir a qualidade do fornecimento da energia elétrica a um custo aceitável.

Questões como a estabilidade dinâmica do sistema, a análise económica de expansão das linhas de transmissão, entre outros, devem ser devidamente equacionados.

As razões acima apontadas sugerem a necessidade de preservar no mesmo caminho e, possivelmente, acentuar e aprofundar o empenho do país na senda do desenvolvimento das energias renováveis. E neste particular, o esforço deve ser repartido entre o Governo e as entidades privadas, nacionais ou estrangeiras. O importante, é que se faça no âmbito de uma programação adequada e associada ao esforço global de desenvolvimento económico.

Acresce, ainda, o grande impacto das importações de combustíveis fósseis no défice da balança corrente externa. Na realidade, os combustíveis situam-se entre os três primeiros itens mais relevantes no conjunto de todas as importações do país. A redução da factura petrolífera pela via do desenvolvimento das energias renováveis afigura-se como um “*approach*” lógico e com perspectivas de sucesso no caso de Cabo Verde.

É de se considerar a introdução de incentivos vários como forma de aumentar a atratividade do setor ao investimento privado. É neste quadro que o Governo de Cabo Verde, objectivando impulsionar o desenvolvimento das energias alternativas, definiu através do Decreto-Lei nº 1/2011 um regime de licenciamento e de exercício de actividade específico e adaptado às energias renováveis. O referido diploma estabelece um conjunto alargado de incentivos às energias renováveis. Em termos fiscais é prevista a isenção aduaneira e uma redução dos impostos sobre o rendimento das empresas produtoras de energias renováveis. É estabelecido um regime remuneratório transparente e estável para a venda da energia produzida, durante um período de 15 anos, com alternativas de pagamento que oferecem garantias aos promotores, designadamente a criação dos créditos de produção de energias renováveis.

Optou-se, também, por isentar de AIA (Avaliação de Impacte Ambiental) os projetos renováveis em áreas sensíveis, criando um regime de avaliação de incidências ambientais, à semelhança do que acontece a nível europeu para projetos de menor dimensão em zonas de rede natura, com prazos e deferimentos tácitos que garantem uma adequada minimização dos impactes ambientais. Os regimes de concurso e de licenciamento também foram simplificados.

Há que acrescentar, ainda, que Cabo Verde pretende transformar-se num produtor de equipamentos nesta área e num país modelo em toda a região oeste africana, com capacidade de exportar tecnologia e *know-how*.

Nessa senda, Cabo Verde alberga o CEREE (Centro de Energias Renováveis para a África Ocidental). O novo Centro Regional tem por missão ajudar a desenvolver o potencial de energias renováveis da África Ocidental. O CEREE, um organismo especializado da Comunidade Económica dos Estados da África Ocidental, tem sede na Cidade da Praia, a capital de Cabo Verde, e conta com o apoio da UNIDO e dos governos da Áustria, Cabo Verde e Espanha. O novo cenytro ajudará a desenvolver os mercados das energias renováveis e da eficiência energética na África Ocidental, a formular políticas, a reforçar capacidades e a criar mecanismos de garantia de qualidade, bem como a elaborar planos de financiamento. Irá igualmente executar projetos de demonstração susceptíveis de serem ampliados à escala regional. A criação da CEREE representa um marco fundamental nos esforços para acelerar a

implantação de serviços e tecnologias baseados nas energias renováveis e na eficiência energética. Investir em sistemas de energias renováveis e introduzir tecnologias assentes na eficiência energética contribuirá para o desenvolvimento económico e social da região, sem prejudicar o ambiente.

Bibliografia

- /, K. v. (2011). *Promotion of Energy Conservation*.
- International Energy Agency, "Renewables In Global Energy Supply. (2006). Obtido de http://www.iea.org/papers/2006/renewable_factsheet.pdf
- A Energia Eólica em Portugal. (s.d.). Obtido de <http://www.ren.pt>.
- Ackermann, T. (2005). "Wind Power in Power Systems. Aerogenerator turbine sets sail for a greener. (s.d.). Obtido de <http://www.guardian.co.uk/technology/2008/jan/29/wind.energy.aerogenerator>.
- Agência de Regulação Económica. (s.d.). Obtido de <Http://www.are.cv>
- Alt Energy Stocks. (s.d.). Obtido de http://www.altenergystocks.com/archives/energy_storage.
- AMARAL, I. (1964). *Santiago de Cabo Verde. A Terra e os Homens. Memórias*. Lisboa.
- ASSOCIADOS, S. (2011). *ESTUDO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA EM CABO VERDE*.
- Banco de Cabo Verde. (s.d.). Obtido de <http://www.bcv.cv>
- Barbosa, F. P. (2010). "Gestão de Energia", *Faculdade de Engenharia do Porto*. Porto.
- Brito, J. (2012). *Brochura Política Energética*.
- Cabo Verde aposta em energias renováveis. (s.d.). Obtido de <http://www.dw.de/cabo-verde-aposta-em-energias-renov%C3%A1veis/a-15686027>
- Castro, R. M. (s.d.). "Introdução à Energia Eólica, Energias Renováveis e Produção Descentralizada", edição 3.1, IST – Instituto Superior Técnico, Lisboa. Obtido de https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/106889/1/eolica_ed3.pdf
- Castro, R. M. (Fevereiro 2008). *INTRODUÇÃO À AVALIAÇÃO ECONÓMICA DE*.
- CEPEL. Centro de Pesquisas de energia Elétrica. (s.d.). Obtido de <http://www.cepel.br>
- CONSEIL, N. (2011). *DESENVOLVIMENTO DO SETOR DA ELETRICIDADE EM CABO VERDE*.
- Delgado, J. J. (2010). *Tese: Sistema de Informação de Apoio à*. Obtido de <http://bdigital.unipiaget.cv:8080/jspui/bitstream/123456789/143/1/SISTEMA>
- ELECTRA. (s.d.). Obtido em 2011, de www.electra.cv
- ELECTRA, E. e. (2011). *Relatório e Contas 2011*.
- Empresa Nacional de Cabo Verde. (s.d.). Obtido de <http://www.kiosk.incv.cv>
- Energias Renovaveis. (s.d.). Obtido de <http://www.centraldaenergia.blogspot.com>.
- European Wind Energy Association. (2009). *Economics of Wind Energy*.

- Expresso das ilhas*. (s.d.). Obtido de <http://www.expressodasilhas.sapo.cv/pt/noticias/go/energias-renovaveis-sao-a-solucao-para-cabo-verde---perito>
- Fonseca, H. (1964). *Contribuição para o estudo do aproveitamento racional da energia do vento no território nacional. Memória do SMA*.
- Global Greenhouse Warming*. (s.d.). Obtido de <http://www.global-greenhousewarming.com/what-is-the-greenhouse-effect.html>.
- IEA. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- IEAv Instituto de Estudos Avançados. (s.d.). Obtido de <http://www.ieav.cta.br/enu/yuji/perspetiva.php>.
- INGRH. (2011). *Esquema Director dos Recursos Hídricos*.
- instituto Nacional de Estatística*. (s.d.). Obtido de <http://www.ine.cv>
- Instituto Nacional de Meteorologia e Geofísica de Cabo Verde (INMG)*. (s.d.). Obtido de <http://www.meteo.pt>
- International Monetary Fund. (October de 2010). *World Economic Outlook (Database)*. Obtido de www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/02/weodata/index.aspx
- Laboratory, D. P.-R. (2011). *Cape Verde- Grid Connected Wind Farm Extension Project*.
- Lopes, A. (– Setembro 2011). *Plano de Investimentos no Setor de Eletricidade e Água*.
- Lopes, A. (2010). *Estratégia e Segurança Energética*.
- MacauHub*. (s.d.). Obtido de <http://www.macauhub.com.mo/pt/2012/02/09/novo-projeto-de-energia-renovavel-em-cabo-verde-pronto-a-ser-inaugurado/>
- Ministro, C. d. (s.d.). *Boletins Oficiais- Nº15- Janeiro 82; Lei número 63/ VI/2005 a 67/VI/ 2005*.
- Nações Unidas Cabo Verde Juntos na acção*. (s.d.). Obtido de <http://www.un.cv/arquivo-projetogef.php>
- Pereira, M. C. (1998.). *“Energias Renováveis: a Opção Inadiável”*. Lisboa.
- Portal das energias renováveis*. (s.d.). Obtido de http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheNoticias.asp?ID_conteudo=513&ID_area=8
- Portal Energia*. (s.d.). Obtido de <http://www.portal-energia.com/tag/fabricaerogadores/>
- Risø, C. B. (2011). *Meteorological Measurements*.
- Russell's Blog*. (s.d.). Obtido de <http://vort.org/tag/electricity/>.
- SOLANKI/V.S.MALLELA, K. Q. (2009). *A HYBRID POWER SYSTEM USING WIND AND DIESEL GENERATOR:: solutions*, G. e. (2011). *Plano Energético Renovável de Cabo Verde*.
- Sunpower Corporation. (2008). *Levelized Cost of Electricity for Utility-Scale Photovoltaics*.
- Super turbina eólica utiliza levitação magnética para produzir até 1 GW*. (s.d.). Obtido de <http://www.inovacaotecnologica.com.br/noticias/noticia.php?artigo=010115071130>.
- U.S. Energy Information Administration*. (s.d.). Obtido de <http://www.eia.doe.gov/>.
- World Bank. (2010). *Doing Business - Measuring Business Regulations*. Obtido de www.doingbusiness.org
- World Wind Energy Association*. (s.d.). Obtido de <http://www.wwindea.org/home/index.php>

ANEXOS

Anexo A

Anexo A.1 Cálculo do TIR e *PAYBACK* de PE da Achada Descanço

Nas Figura A1.1, Figura A1.2 e Figura A1.3 são apresentadas as planilhas que serviram de base para o cálculo da TIR e *PAYBACK*.

Na Figura A1.1 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Sistema de eletricidade do caso proposto		Custo inicial incremental
Tecnologia	Turbina eólica	
Tipo de análise	<input type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2 <input type="radio"/> Método 3	
Turbina eólica		
Potência elétrica	kW	5.100,0
Fabricante	Vestas	
Modelo	VESTAS V52 - 44m	
Fator de Utilização	%	36,0%
		6 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	16.083
Preço eletricidade exportada	€/MWh	123,90
	€/kWh	0,124

Figura A1.1 Cálculo da TIR e *PAYBACK* PE da Achada Descanço

Análise de Emissões				
Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
Pais - região	Tipo de	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	16.083	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO2	12.488,3		
Caso proposto	tCO2	249,8		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	12.238,5		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	12.238,5	é equivalente a	2.241
				Carros e camionetes não utilizados
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	15		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura A1.2 Cálculo da TIR e *PAYBACK* PE da Achada Descanço

Na Figura A1.2 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

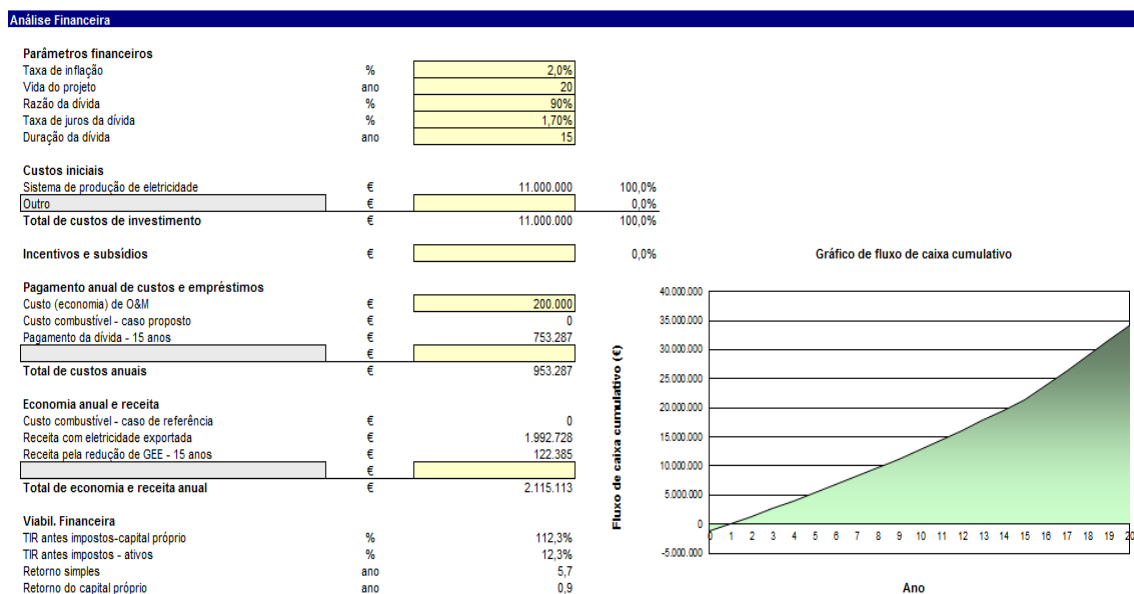


Figura A1.3 Cálculo da TIR e PAYBACK da Achada Descanço

Na Figura A1.3 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Anexo A.2 Cálculo do TIR e *PAYBACK* de Montes Redondos

Nas Figura A2.1 ,Figura A2.2 e Figura A2.3 são apresentadas as planilhas que serviram de base para o cálculo da TIR e *PAYBACK*.

Na Figura A2.1 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, a potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Sistema de eletricidade do caso proposto		Custo inicial incremental	
Tecnologia	Turbina eólica		
Tipo de análise	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2 <input type="radio"/> Método 3		
Turbina eólica			
Potência elétrica	kW	12.750,0	€ 26.800.000
Fabricante	Vestas		
Modelo	VESTAS V52 - 44m		
Fator de Utilização	%	36,0%	15 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	40.208	
Preço eletricidade exportada	€/MWh	123,90	

Figura A2.1 Cálculo da TIR e *PAYBACK* PE de Montes Redondos

Análise de Emissões				
Sistema elétrico de referência (Baseline)				
Pais - região	Tipo de	Fator de Emissão de GEE (excl. T&D) tCO2/MWh	Perdas T&D %	Fator de emissão de GEE tCO2/MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	40.208	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO2	31.220,6		
Caso proposto	tCO2	624,4		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	30.596,2		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	30.596,2	é equivalente a	5.604 Carros e camionetes não utilizados
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	15		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura A2.2 Cálculo da TIR e PAYBACK PE de Montes Redondos

Na Figura A2.2 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

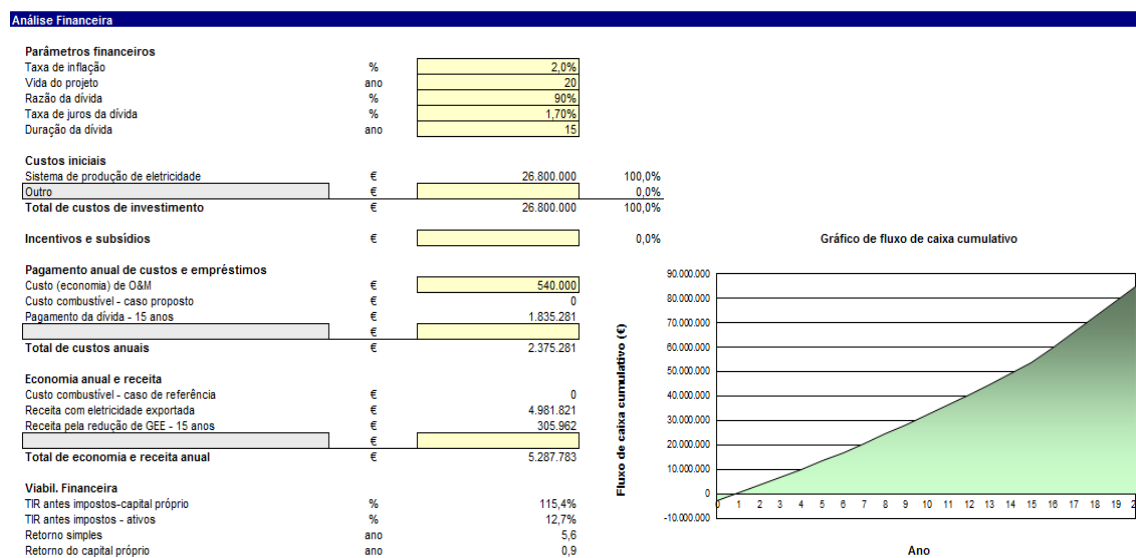


Figura A2.3 Cálculo da TIR e PAYBACK PE de Montes Redondos

Na Figura A2.3 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Anexo A.3 Cálculo do TIR e *PAYBACK* de PE de Achada Mostarda

Nas Figura A3.1, Figura A3.2 e Figura A3.3 são apresentadas as planilhas que serviram de base para o cálculo da TIR e *PAYBACK*.

Na Figura A3.1 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Achada mostarda

Sistema de eletricidade do caso proposto		Custo inicial incremental
Tecnologia	Turbina eólica	
Tipo de análise	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2 <input type="radio"/> Método 3	
Turbina eólica		
Potência elétrica	kW	18.700,0
Fabricante	Vestas	
Modelo	VESTAS V52 - 44m	
Fator de Utilização	%	36,0%
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	58.972
Preço eletricidade exportada	€/MWh	123,90

Figura A3.1 Cálculo do TIR e *PAYBACK* de PE de Achada Mostarda

Análise de Emissões				
Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
País - região	Tipo de	tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	58.972	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO ₂	45.790,3		
Caso proposto	tCO ₂	915,8		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO ₂	44.874,5		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO ₂	44.874,5	é equivalente a	8.219
Carros e camionetes não utilizados				
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO ₂	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	15		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura A3.2 Cálculo do TIR e *PAYBACK* de PE de Achada Mostarda

Na Figura A3.2 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

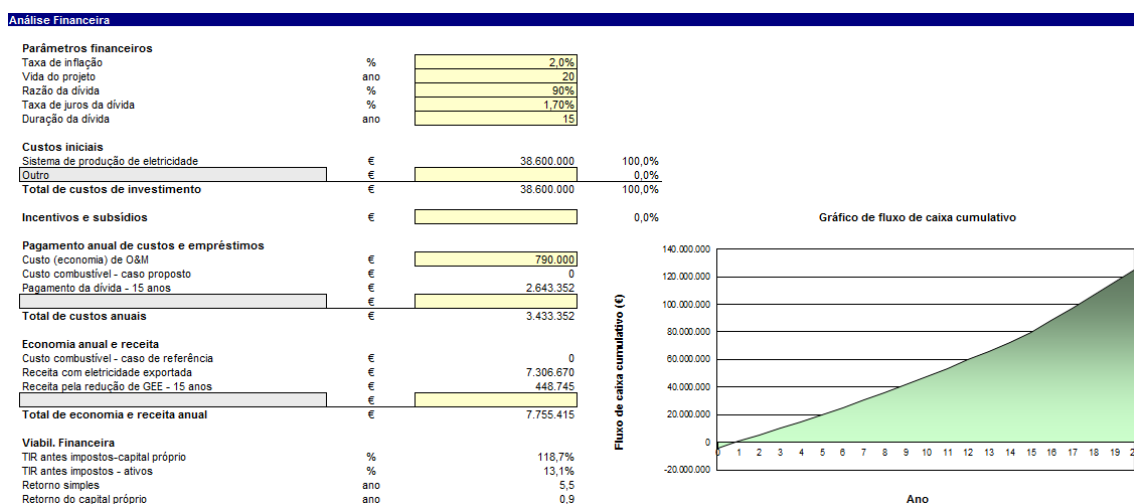


Figura A3.3 Cálculo do TIR e PAYBACK de PE de Achada Mostarda

Na Figura A3.3 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Anexo B

Anexo B.1 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Nas Figura B1.1, Figura B1.2 e Figura B1. 3 são apresentadas as planilhas que serviram de base para o cálculo da TIR e PAYBACK.

Projetos fotovoltaicos para o cenário 1 (alternativa 1, alternativa 2 e alternativa 3).

Nas Figura B1.1, Figura B1.2 e Figura B1. 3 são apresentadas as planilhas que serviram de base para o cálculo da TIR e PAYBACK.

Ponta bomba I – alternativa 1

Na Figura B1.1 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Sistema de eletricidade do caso proposto			Custo inicial incremental
Tecnologia	Fotovoltaica		
Tipo de análise	<input type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2		
Fotovoltaica			
Potência elétrica	kW	4.999,97	€ 16.300.000
Fabricante	Martifer Solar		
Modelo	poly-Si - MS-230P		
Fator de Utilização	%	19,0%	21739 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	8.322,0	
Preço eletricidade exportada	€/MWh	91,00	

Figura B1.1 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

2 Análise de Emissões					
Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE	
País - região	Tipo de	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh	
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776	
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	8.322	Perdas T&D	2,0%	
Emissão de GEE					
Caso de referência	tCO2	6.461,7			
Caso proposto	tCO2	129,2			
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	6.332,5			
Custo de transação dos créditos de GEE	%				
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	6.332,5	é equivalente a	1.160	Carros e camionetes não utilizados
Receita pela redução de GEE					
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00			
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25			
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%			

Figura B1.2 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.2 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

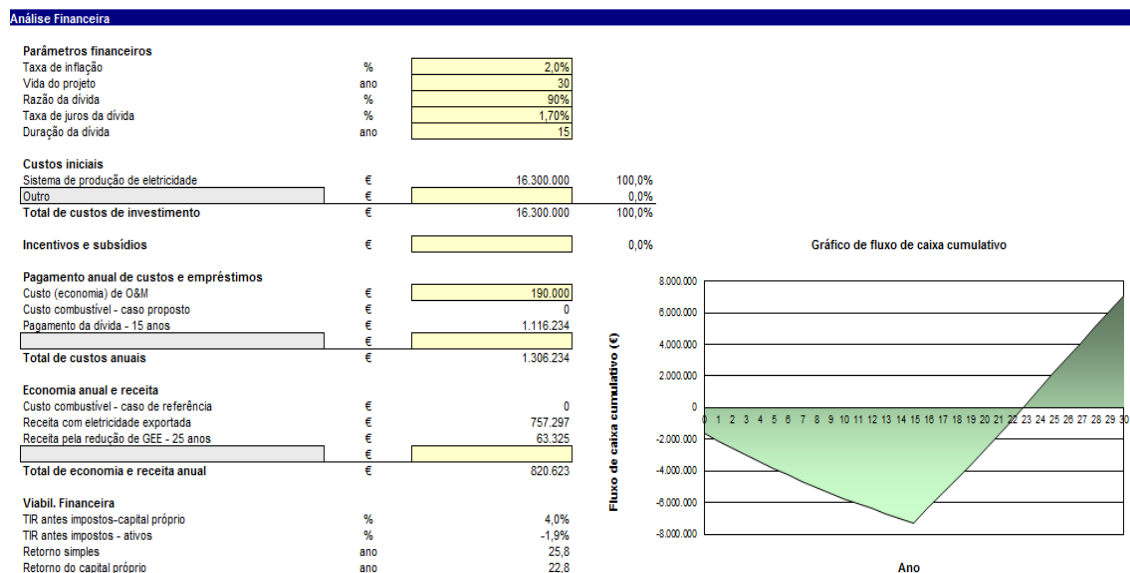


Figura B1. 3 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1. 3 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Ponta bomba I – alternativa 2

Na Figura B1.4 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potência elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

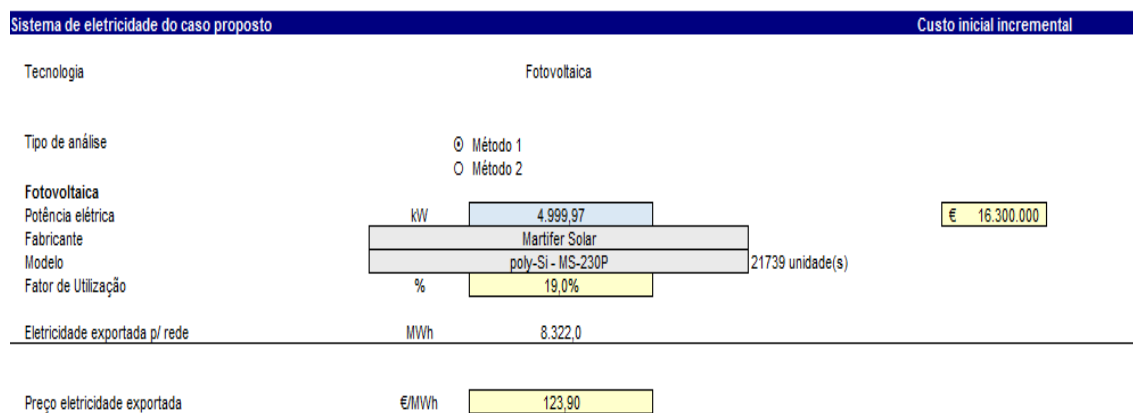


Figura B1.4 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Análise de Emissões

Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
Pais - região	Tipo de	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	8.322	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO2	6.461,7		
Caso proposto	tCO2	129,2		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	6.332,5		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	6.332,5	é equivalente a	1.160 Carros e camionetes não utilizados
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura B1.5 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.5 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

Análise Financeira

Parâmetros financeiros			
Taxa de inflação	%	2,0%	
Vida do projeto	ano	30	
Razão da dívida	%	90%	
Taxa de juros da dívida	%	1,70%	
Duração da dívida	ano	15	
Custos iniciais			
Sistema de produção de eletricidade	€	16.300.000	100,0%
Outro	€	0,0%	
Total de custos de investimento	€	16.300.000	100,0%
Incentivos e subsídios	€	0,0%	
Pagamento anual de custos e empréstimos			
Custo (economia) de O&M	€	190.000	
Custo combustível - caso proposto	€	0	
Pagamento da dívida - 15 anos	€	1.116.234	
Total de custos anuais	€	1.306.234	
Economia anual e receita			
Custo combustível - caso de referência	€	0	
Receita com eletricidade exportada	€	1.031.090	
Receita pela redução de GEE - 25 anos	€	63.325	
Total de economia e receita anual	€	1.094.415	
Viabil. Financeira			
TIR antes impostos-capital próprio	%	10,4%	
TIR antes impostos - ativos	%	0,9%	
Retorno simples	ano	18,0	
Retorno do capital próprio	ano	16,9	

Gráfico de fluxo de caixa cumulativo

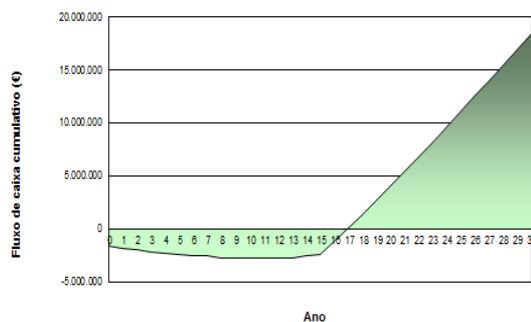


Figura B1.6 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.6 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Ponta bomba I – alternativa 3

Na Figura B1.7 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Sistema de eletricidade do caso proposto			Custo inicial incremental
Tecnologia	Fotovoltaica		
Tipo de análise	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2		
Fotovoltaica			
Potência elétrica	kW	4.999,97	€ 16.300.000
Fabricante	Martifer Solar		
Modelo	poly-Si - MS-230P		
Fator de Utilização	%	19,0%	21739 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	8.322,0	
Preço eletricidade exportada	€/MWh	180,00	

Figura B1.7 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.8 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

Análise de Emissões				
Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
País - região	Tipo de	tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	8.322	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO ₂	6.461,7		
Caso proposto	tCO ₂	129,2		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO ₂	6.332,5		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO ₂	6.332,5	é equivalente a	1.160
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO ₂	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura B1.8 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

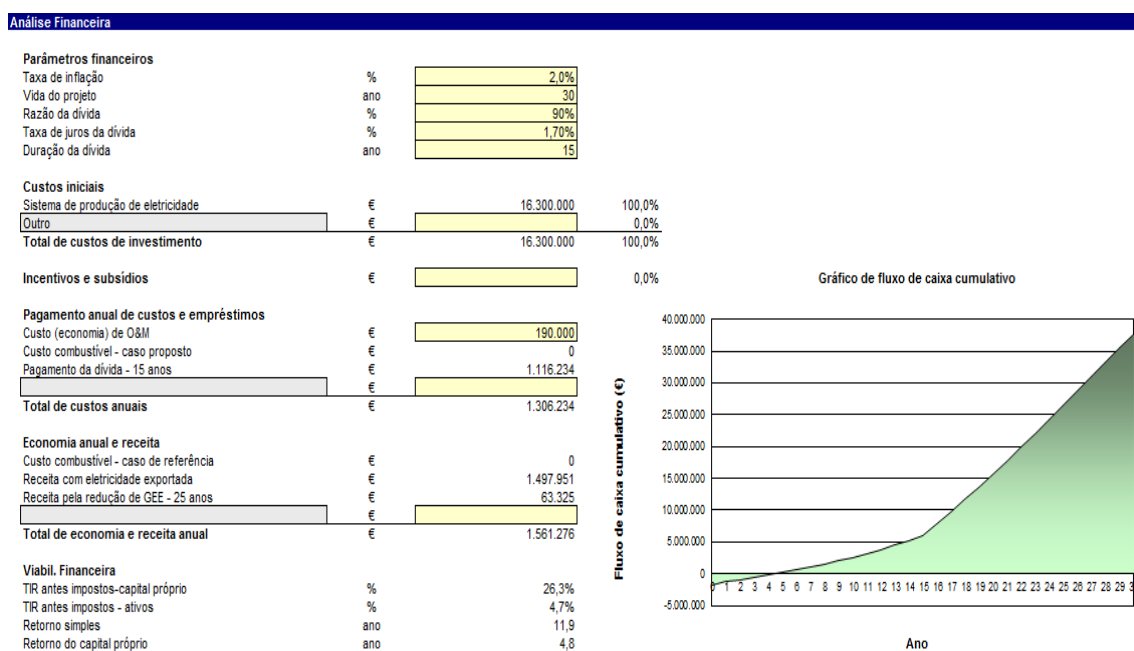


Figura B1.9 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.9 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Projetos fotovoltaicos para o cenário 2 (alternativa 1, alternativa 2)

Ponta bomba I – alternativa 1

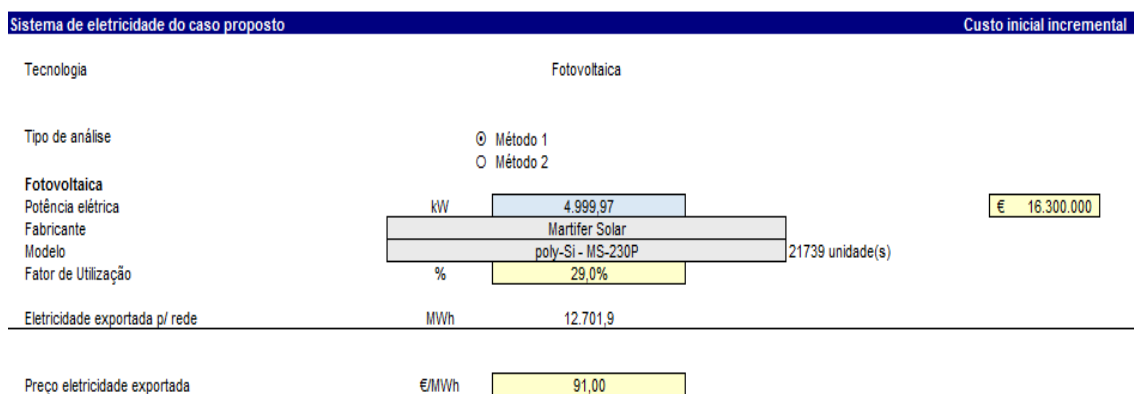


Figura B1.10 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.10 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Análise de Emissões

Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D %	Fator de emissão de GEE
Pais - região	Tipo de	tCO2/MWh		tCO2/MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Elettricidade exportada p/ rede	MWh	12.702	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO2	9.862,7		
Caso proposto	tCO2	197,3		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	9.665,4		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	9.665,4	é equivalente a	1.770
				Carros e camionetes não utilizados
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura B1. 11 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1. 11 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

Análise Financeira

Parâmetros financeiros			
Taxa de inflação	%	2,0%	
Vida do projeto	ano	30	
Razão da dívida	%	90%	
Taxa de juros da dívida	%	1,70%	
Duração da dívida	ano	15	
Custos iniciais			
Sistema de produção de eletricidade	€	16.300.000	100,0%
Outro	€		0,0%
Total de custos de investimento	€	16.300.000	100,0%
Incentivos e subsídios	€		0,0%
Pagamento anual de custos e empréstimos			
Custo (economia) de O&M	€	190.000	
Custo combustível - caso proposto	€	0	
Pagamento da dívida - 15 anos	€	1.116.234	
Total de custos anuais	€	1.306.234	
Economia anual e receita			
Custo combustível - caso de referência	€	0	
Receita com eletricidade exportada	€	1.155.875	
Receita pela redução de GEE - 25 anos	€	96.654	
Total de economia e receita anual	€	1.252.529	
Viabil. Financeira			
TIR antes impostos-capital próprio	%	14,7%	
TIR antes impostos - ativos	%	2,2%	
Retorno simples	ano	15,3	
Retorno do capital próprio	ano	13,8	

Gráfico de fluxo de caixa cumulativo

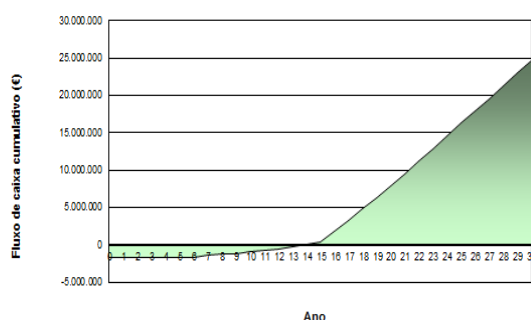


Figura B1.12 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.12 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Ponta bomba I – alternativa 2

Sistema de eletricidade do caso proposto			Custo inicial incremental
Tecnologia	Fotovoltaica		
Tipo de análise	<input type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2		
Fotovoltaica			
Potência elétrica	kW	4.999,97	€ 16.300.000
Fabricante	Martifer Solar		
Modelo	poly-Si - MS-230P		
Fator de Utilização	%	29,0%	21739 unidade(s)
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	12.701,9	
Preço eletricidade exportada	€/MWh	123,90	

Figura B1. 13 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1. 13 introduzem-se os dados referentes ao investimento inicial, à potencia elétrica e ao fator de utilização e o programa calcula a eletricidade exportada para a rede em MWh.

Análise de Emissões				
Sistema elétrico de referência (Baseline)		Fator de Emissão de GEE (excl. T&D)	Perdas T&D	Fator de emissão de GEE
País - região	Tipo de	tCO2/MWh	%	tCO2/MWh
Cabo Verde	Todos os tipos	0,660	15,0%	0,776
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	12.702	Perdas T&D	2,0%
Emissão de GEE				
Caso de referência	tCO2	9.862,7		
Caso proposto	tCO2	197,3		
Redução anual bruta de emissões de GEE	tCO2	9.665,4		
Custo de transação dos créditos de GEE	%			
Redução anual líquida de emissões de GEE	tCO2	9.665,4	é equivalente a	1.770
Receita pela redução de GEE				
Crédito para redução de GEE	€/tCO2	10,00		
Duração do crédito para redução de GEE	ano	25		
Taxa de indexação do crédito para redução de GEE	%	2,0%		

Figura B1.14 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.14 introduzem-se os dados referentes ao fator de emissão de GEE e perdas de transporte e distribuição do sistema elétrico de referência e da eletricidade exportada para a rede e o programa calcula os restantes parâmetros.

Análise Financeira

Parâmetros financeiros

Taxa de inflação	%	2,0%
Vida do projeto	ano	30
Razão da dívida	%	90%
Taxa de juros da dívida	%	1,70%
Duração da dívida	ano	15

Custos iniciais

Sistema de produção de eletricidade	€	16.300.000	100,0%
Outro	€		0,0%
Total de custos de investimento	€	16.300.000	100,0%

Incentivos e subsídios	€		0,0%
------------------------	---	--	------

Pagamento anual de custos e empréstimos

Custo (economia) de O&M	€	190.000
Custo combustível - caso proposto	€	0
Pagamento da dívida - 15 anos	€	1.116.234
Total de custos anuais	€	1.306.234

Economia anual e receita

Custo combustível - caso de referência	€	0
Receita com eletricidade exportada	€	1.573.768
Receita pela redução de GEE - 25 anos	€	96.654
Total de economia e receita anual	€	1.670.423

Viabil. Financeira

TIR antes impostos-capital próprio	%	31,5%
TIR antes impostos - ativos	%	5,4%
Retorno simples	ano	11,0
Retorno do capital próprio	ano	3,7

Gráfico de fluxo de caixa cumulativo

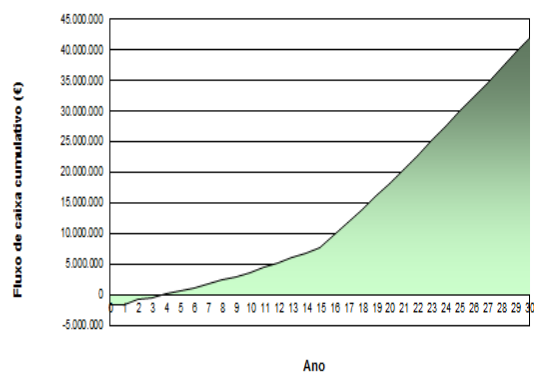


Figura B1.15 Cálculo do TIR e PAYBACK de PS de Ponta Bomba I

Na Figura B1.15 introduzem-se os dados referentes à taxa de inflação, vida do projeto, razão da dívida, taxa de juros da dívida e a duração da dívida e o programa calcula os restantes parâmetros.

Anexo C

No Anexo C são apresentadas as planilhas do cálculo do VAL dos projetos eólicos que são viáveis e um projeto fotovoltaico onde se pode verificar que é inviável.

Nas planilhas do cálculo do VAL, que desenvolvi, introduz-se a taxa de actualização, o investimento inicial, os juros parcelares ao longo dos anos, a amortização dos equipamentos e as receitas provenientes da eletricidade exportada para a rede. O programa calcula o fator de actualização, o cash flow actualizado ao longo dos anos e o VAL ao longo dos anos da vida útil do projeto.

Projeto eólico cenário 2 alternativa 2

PE de Forno

Tabela C1.1 Cálculo do VAL para PE da Achada Descanço

		Taxa act	1,80%								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-11000000										
Juros		-168300	-158355,22	-148241,39	-137955,62	-127494,99	-116856,53	-106037,21	-95033,97	-83843,67	-72463,14
O&M		-81991	-81991	-81991	-81991	-81991	-81991	-81991	-81991	-81991	-81991
Amort		-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €
Receita		2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113
Res.Previsional	-11000000	1314822	1324766,78	1334880,61	1345166,38	1355627,01	1366265,47	1377084,79	1388088,03	1399278,33	1410658,86
Retoma Juros+Amort		1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113
FAC		0,982318271	0,964949186	0,947887216	0,931126931	0,914662997	0,898490174	0,882603314	0,866997362	0,85166735	0,836608398
CFA	-11000000	1537439,096	1278332,626	1265316,265	1252520,643	1239941,864	1227576,1	1215419,6	1203468,66	1191719,667	1180169,05
VAL	- 11.000.000,00 €	- 9.462.560,90 €	- 8.184.228,28 €	- 6.918.912,01 €	- 5.666.391,37 €	- 4.426.449,51 €	- 3.198.873,41 €	- 1.983.453,81 €	- 779.985,15 €	411.734,52 €	1.591.903,57 €

Tabela C1.2 Cálculo do VAL para PE da Achada Descanço continuação

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
-60889,14	-49118,38	-37147,51	-24973,15	-12591,81						
-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552	-201552
-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €	-550.000,00 €
2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113	2.115.113
1302671,86	1314442,62	1326413,49	1338587,85	1350969,19	1363561	1363561	1363561	1363561	1363561	1363561
1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113	1565113
0,821815716	0,807284593	0,793010406	0,778988611	0,765214745	0,751684425	0,738393345	0,725337274	0,712512057	0,699913612	
1070556,207	1061129,275	1051859,7	1042744,689	1033781,544	1024967,567	1006844,368	989041,6191	971553,6534	954374,9051	
2.662.459,78 €	3.723.589,05 €	4.775.448,75 €	5.818.193,44 €	6.851.974,99 €	7.876.942,55 €	8.883.786,92 €	9.872.828,54 €	10.844.382,19 €	11.798.757,10 €	

PE de Montes Redondos

Tabela C1.3 Cálculo do VAL para PE de Montes Redondos

		Taxa act	1,80%								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-26800000										
Juros		-410040	-385810,91	-361169,93	-336110,05	-310624,15	-284704,99	-258345,21	-231537,31	-204273,67	-176546,56
O&M		-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000
Amort		-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €
Receita		5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783
Res. Previsional	-26800000	2997743	3021972,09	3046613,07	3071672,95	3097158,85	3123078,01	3149437,79	3176245,69	3203509,33	3231236,44
Retoma Juros+Amort		3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783
FAC		0,982318271	0,964949186	0,947887216	0,931126931	0,914662997	0,898490174	0,882603314	0,866997362	0,85166735	0,836608398
CFA	-26800000	3877979,371	2916049,508	2887845,581	2860117,407	2832856,596	2806054,905	2779704,232	2753796,634	2728324,3	2703279,543
VAL	-26.800.000,00 €	-22.922.020,63 €	-20.005.971,12 €	-17.118.125,54 €	-14.258.008,13 €	-11.425.151,54 €	-8.619.096,63 €	-5.839.392,40 €	-3.085.595,77 €	-357.271,47 €	2.346.008,08 €

Tabela C1.4 Cálculo do VAL para PE de Montes Redondos continuação

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
-148348,08	-119670,23	-90504,85	-60843,67	-30678,24						
-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000	-540000
-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €	-1.340.000,00 €
5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783	5.287.783
3259434,92	3288112,77	3317278,15	3346939,33	3377104,76	3407783	3407783	3407783	3407783	3407783	3407783
3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783	3947783
0,821815716	0,807284593	0,793010406	0,778988611	0,765214745	0,751684425	0,738393345	0,725337274	0,712512057	0,699913612	
2678654,841	2654442,779	2630636,091	2607227,618	2584210,358	2561577,407	2516284,289	2471792,033	2428086,476	2385153,709	
5.024.662,92 €	7.679.105,70 €	10.309.741,79 €	12.916.969,41 €	15.501.179,77 €	18.062.757,17 €	20.579.041,46 €	23.050.833,49 €	25.478.919,97 €	27.864.073,68 €	

PE de Achada Mostarda

Tabela C1.5 Cálculo do VAL para PE de Achada Mostarda

		Taxa act	1,80%								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-38600000										
Juros		-590580	-555682,88	-520192,51	-484098,8	-447391,5	-410060,17	-372094,22	-333482,84	-294215,06	-254279,74
O&M		-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000
Amort		-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €
Receita		7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415
Res.Previsional	-38600000	4444835	4479732,12	4515222,49	4551316,2	4588023,5	4625354,83	4663320,78	4701932,16	4741199,94	4781135,26
Retoma Juros+Amort		5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415
FAC		0,982318271	0,964949186	0,947887216	0,931126931	0,914662997	0,898490174	0,882603314	0,866997362	0,85166735	0,836608398
CFA	-38600000	5722411,591	4322713,862	4279921,675	4237853,086	4196495,326	4155835,866	4115862,376	4076562,778	4037925,187	3999937,912
VAL	-38.600.000,00 €	-32.877.588,41 €	-28.554.874,55 €	-24.274.952,87 €	-20.037.099,79 €	-15.840.604,46 €	-11.684.768,59 €	-7.568.906,22 €	-3.492.343,44 €	545.581,75 €	4.545.519,66 €

Tabela C1.6 Cálculo do VAL para PE de Achada Mostarda continuação

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
-213665,52	-172360,85	-130354	-87633,04	-44185,82						
-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000	-790000
-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €	-1.930.000,00 €
7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415	7.755.415
4821749,48	4863054,15	4905061	4947781,96	4991229,18	5035415	5035415	5035415	5035415	5035415	5035415
5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415	5825415
0,821815716	0,807284593	0,793010406	0,778988611	0,765214745	0,751684425	0,738393345	0,725337274	0,712512057	0,699913612	
3962589,499	3925868,69	3889764,413	3854265,794	3819362,165	3785043,031	3718116,927	3652374,191	3587793,901	3524355,502	
8.508.109,16 €	12.433.977,85 €	16.323.742,26 €	20.178.008,06 €	23.997.370,22 €	27.782.413,25 €	31.500.530,18 €	35.152.904,37 €	38.740.698,27 €	42.265.053,77 €	

Projeto Fotovoltaico cenário 2 – alternativa 2

PS Ponta Bomba I

Tabela C1.7 Cálculo do VAL para PS de Ponta Bomba I

	Taxa act	1,80%								
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Investimento	-16300000									
Juros		-249390	-234653,65	-219666,78	-204425,14	-188924,39	-173160,13	-157127,87	-140823,06	-124241,08
O&M		-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000
Amort		-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €
Receita		1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423
Res.Previsional	-16300000	687699,6667	702436,0167	717422,8867	732664,5267	748165,2767	763929,5367	779961,7967	796266,6067	812848,5867
Retoma Juros+Amort		1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667
FAC		0,982318271	0,964949186	0,947887216	0,931126931	0,914662997	0,898490174	0,882603314	0,866997362	0,85166735
CFA	-16300000	1107160,773	677815,0623	680035,9827	682203,6723	684319,0943	686383,1824	688396,8668	690361,0473	692276,6014
VAL	-16.300.000,00 €	-15.192.839,23 €	-14.515.024,16 €	-13.834.988,18 €	-13.152.784,51 €	-12.468.465,42 €	-11.782.082,23 €	-11.093.685,37 €	-10.403.324,32 €	-9.711.047,72 €

Tabela C1.8 Cálculo do VAL para PS de Ponta Bomba I continuação

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
-107377,2	-90226,63	-72784,5	-55045,86	-37005,66	-18658,78							
-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	
-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	
1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	
829712,4667	846863,0367	864305,1667	882043,8067	900084,0067	918430,8867	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	
1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	
0,836608398	0,821815716	0,807284593	0,793010406	0,778988611	0,765214745	0,751684425	0,738393345	0,725337274	0,712512057	0,699913612	0,68753793	
694144,4179	695965,3524	697740,2446	699469,9168	701155,1897	702796,8569	704395,7077	691940,7738	679706,0646	667687,6863	655881,8136	644284,6892	
-9.016.903,30 €	-8.320.937,95 €	-7.623.197,70 €	-6.923.727,79 €	-6.222.572,60 €	-5.519.775,74 €	-4.815.380,03 €	-4.123.439,26 €	-3.443.733,19 €	-2.776.045,51 €	-2.120.163,69 €	-1.475.879,00 €	

Tabela C1.9 Cálculo do VAL para PS de Ponta Bomba I continuação

22	23	24	25	26	27	28	29	30
-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000	-190000
-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €	-543.333,33 €
1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423	1670423
937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667	937089,6667
1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667	1127089,667
0,67538107	0,663439165	0,651708414	0,640185082	0,628865503	0,617746074	0,606823255	0,596093571	0,585553606
632892,622	621701,9863	610709,2203	599910,8255	589303,3649	578883,4626	568647,8021	558593,1259	548716,2337
-842.986,38 €	-221.284,40 €	389.424,82 €	989.335,65 €	1.578.639,01 €	2.157.522,48 €	2.726.170,28 €	3.284.763,41 €	3.833.479,64 €